



Aalto-yliopisto  
Sähkötekniikan korkeakoulu

Mikko Piironen

## **Sähköasemien kunnossapitoprosessin kehittäminen**

Diplomityö, joka on jätetty opinnäytteenä tarkastettavaksi  
diplomi-insinöörin tutkintoa varten.

Espoossa 15.4.2015  
Valvoja: Prof. Matti Lehtonen  
Ohjaaja: DI Ilona Erhiö

AALTO-YLIOPISTO TEKNIIKAN KORKEAKOULUT PL 12100, 00076 Aalto <a href="http://www.aalto.fi">http://www.aalto.fi</a>		DIPLOMITYÖN TIIVISTELMÄ	
Tekijä: Mikko Piironen			
Työn nimi: Sähköasemien kunnossapitoprosessin kehittäminen			
Korkeakoulu: Sähkötekniikan korkeakoulu			
Laitos: Sähkötekniikan ja automaation laitos			
Professuuri: Sähköverkot ja suurjännitetekniikka		Koodi: S-18	
Työn valvoja: Professori Matti Lehtonen			
Työn ohjaaja(t): DI Ilona Erhiö			
<p>           Diplomityössä tutkitaan Vantaan Energia Sähköverkot Oy:n näkökulmasta sähköasemien kunnossapitoprosessia. Työn tavoitteena on kehittää kunnossapitoprosessia, kohdentaa käytettävissä olevia resursseja tehokkaammin ja tehostaa toimintaa myös taloudellisesta näkökulmasta Energiaviraston valvontamalli huomioiden. Tavoitteena on myös selvittää RCM-analyysin soveltuvuus sähköasemien kunnossapitoon.         </p> <p>           Tässä diplomityössä käydään läpi yksittäisten komponenttien vika- ja huoltotietoja yrityksen sisäisiin raportteihin ja kokemuseräiseen tietoon perustuen sekä osin ulkopuoliseen asiantuntemukseen ja tutkimukseen perustuen. Näiden perusteella tehdään päätelmiä optimaalisista huoltoväleistä. Työssä on painopisteenä päämuuntajien elinkaari ja sen hallinta.         </p> <p>           Työn aluksi käydään läpi kunnossapidon teoriaa sekä selvitetään sähköasemien pääkomponentit ja niiden toimintaperiaatteet. Tutkimustulosten käsittely -osiossa esitellään vika- ja huoltotiedot sekä aiheeseen liittyvät tutkimukset. Tehdään myös erilaisia laskelmia mm. muuntajan kunnonvalvonnan kannattavuudesta.         </p> <p>           Työn lopuksi tehdään johtopäätökset, jossa todetaan kunnossapitoprosessin kehittämiskohteet. Kehittämiskohteet ovat valmiiksi laadittuja uuden mallin mukaisia kunnossapitosuunnitelmia sekä suuntaviivoja toimintaan antavia. Lopputuloksena todettiin, että ehdotetuilla toimenpiteillä voidaan säästää kustannuksia ja parantaa koko järjestelmän luotettavuutta.         </p>			
Päivämäärä: 15.4.2015		Kieli: Suomi	
		Sivumäärä: 104	
Avainsanat: sähköasema, kunnossapito, RCM, päämuuntaja, perushuolto			

AALTO UNIVERSITY SCHOOLS OF TECHNOLOGY PO Box 12100, FI-00076 AALTO <a href="http://www.aalto.fi">http://www.aalto.fi</a>		ABSTRACT OF THE MASTER'S THESIS	
Author: Mikko Piironen			
Title: Development of Substations maintenance			
School: School of Engineering			
Department: Department of Electrical Engineering and Automation			
Professorship: Power Systems and High Voltage Engineering		Code: S-18	
Supervisor: Professor Matti Lehtonen			
Instructor(s): M.Sc. Ilona Erhiö			
<p>           This thesis focuses on the substation maintenance process from the viewpoint of the Vantaa Energy Electricity Networks Ltd. The aim is to develop a maintenance process to allocate the available resources more efficiently and improve also operational economy while following the Energy Authority's control model. Additionally, the work aims to explore the suitability of the RCM analysis for substation maintenance.         </p> <p>           This thesis analyzes the fault and maintenance data of individual components based on the Company's internal reports, empirical knowledge, external experts and earlier studies. These conclusions are drawn on the basis of the optimal maintenance intervals. The work primarily focuses on the overhaul of power transformer life cycle and management.         </p> <p>           The study begins with an account of the theory of maintenance and identification of the main components in electric stations and their operating principles. The results include fault and service information, as well as a description of the studies conducted. Various related calculations are also presented, for example, regarding transformer condition monitoring profitability.         </p> <p>           Finally, development targets are proposed for the maintenance process. The development areas include ready maintenance plans drawn in accordance with the new model, as well as guidelines for the operation. To conclude, it was found that the proposed measures save costs and improve overall system reliability.         </p>			
Date: April 15, 2015		Language: Finnish	
		Number of pages: 104	
Keywords: substation, maintenance, power transformer, overhaul, RCM			

## Alkusanat

*Tämä diplomityö on tehty Vantaan Energia Sähköverkot Oy:ssä opinnäytteeksi Aalto-yliopiston Sähkötekniikan korkeakoulun Sähkötekniikan ja automaation laitokselle.*

*Haluan kiittää työni ohjaajaa diplomi-insinööri Ilona Erhiötä ja työn valvojaa professori Matti Lehtosta hyvistä neuvoista ja opastuksesta tähän työhön. Kiitokset kuuluvat myös useille tässä työssä avustaneille asiantuntijoille.*

*Lopuksi haluan vielä kiittää perhettäni, joka on jaksanut antaa tukea koko opintojeni ajan.*

Vantaalla 15.4.2015

Mikko Piironen

# Sisällysluettelo

Tiivistelmä	
Abstract	
Alkusanat	
Sisällysluettelo	5
Käytetyt symbolit ja lyhenteet	7
1 Johdanto	9
1.1 Työn tausta	9
1.2 Tutkimusongelma ja aiheen raja	11
2 Sähköasema	12
2.1 Sähköasema osana siirtoverkkoa	12
2.2 Sähköaseman rakenne	12
2.3 Päämuuntajat	15
2.3.1 Päämuuntajan rakenne ja toiminta	15
2.3.2 Päämuuntajan vanheneminen	17
2.3.3 Lämpökäsitelty eristyspaperi	19
2.3.4 Muuntajaöljyn analysointi	19
2.3.5 Vikaantumismekanismit	22
2.4 Relesuojaus	23
2.4.1 110 kV johtolähdön relesuojaus	23
2.4.2 110 kV päämuuntajan relesuojaus	25
2.4.3 20 kV relesuojaus	26
2.5 110 kV katkaisijat	27
2.6 110 kV erottimet	28
2.7 Akustot	30
3 Kunnossapitomenetelmät	32
3.1 Yleistä	32
3.1.1 Huolto	33
3.1.2 Ehkäisevä kunnossapito	34
3.1.3 Parantava kunnossapito	34
3.1.4 Korjaava kunnossapito	34
3.2 Laitteiden vikaantuminen	34
3.3 Luotettavuuskeskeinen kunnossapito (RCM)	37
3.3.1 Laitteen tehtävä järjestelmässä	38
3.3.2 Laitteessa esiintyvät viat ja niiden aiheuttajat	38
3.3.3 Vikojen seuraukset	39
3.4 Kunnonvalvonta	39
4 Verkkoliiketoiminta ja regulaatio	42
4.1 Yleistä	42
4.2 Valvontamalli 2012–2015	42
4.3 Komponenttien pitoaikojen määritelmä	45
4.4 Sähköverkon nykyarvon laskenta	46
4.5 Päämuuntajan perushuollon vaikutus	47
5 Sähköasemien kunnossapito Vantaan Energia Sähköverkot Oy:ssä	50
5.1 Yleistä	50
5.2 Kunnossapito-ohjelma	51
5.2.1 Asematarkastukset	51
5.2.2 Päämuuntajat	52
5.2.3 Suojareleet	53

5.2.4	110 kV katkaisijat .....	54
5.2.5	110 kV erottimet .....	54
5.2.6	20 kV katkaisijat .....	54
5.2.7	20 kV kojeistot .....	55
5.2.8	Akustot .....	55
5.3	Tietojärjestelmät .....	56
5.4	Kunnossapitokustannukset .....	59
6	Tutkimusaineiston analysointi .....	62
6.1	Yleistä .....	62
6.2	Päämuuntaja .....	62
6.2.1	Muuntajan vanheneminen .....	62
6.2.2	Vikataajuus .....	66
6.2.3	Keskeytyskustannukset .....	68
6.2.4	Kunnonvalvonta .....	69
6.3	Suojareleet .....	73
6.3.1	VES:n koestus- ja vikatilastot .....	73
6.3.2	Helen Sähköverkko Oy:n vikatilastot .....	75
6.3.3	Valmistajan suosittelemat huolto-ohjeet .....	77
6.4	110 kV katkaisijahuollot .....	78
6.4.1	Valmistajan suosittelemat huolto-ohjeet .....	79
6.5	110 kV erotinhuollot .....	79
6.6	20 kV katkaisijahuollot .....	80
6.6.1	Valmistajan suosittelemat huolto-ohjeet .....	81
6.7	20 kV kojeistohuollot .....	82
6.7.1	Valmistajan suosittelemat huolto-ohjeet .....	82
6.8	Akustojen koestukset .....	83
6.8.1	Akuston kunnonvalvonta .....	85
6.9	Käyttöhäiriöt .....	85
7	Johtopäätökset ja parannusehdotukset .....	88
7.1	Päämuuntajan kunnossapito ja elinkaaren hallinta .....	88
7.2	Suojareleiden kunnossapito .....	89
7.3	110 kV katkaisijoiden kunnossapito .....	90
7.4	110 kV erottimien kunnossapito .....	91
7.5	20 kV kojeiden kunnossapito .....	92
7.6	Akustojen kunnossapito .....	93
7.6.1	Yleistä .....	93
7.6.2	Avoimet akustot .....	94
7.6.3	Suljetut akustot .....	95
7.6.4	Sähköasemien käytönvalvonta-akustot .....	96
7.7	Uuden mallin mukaiset kunnossapitokustannukset .....	97
8	Yhteenveto .....	99
	Lähdeluettelo .....	101
	Liitteet .....	104

# Käytetyt symbolit ja lyhenteet

## Symbolit

$a$	Vuosi
$C_D$	Korollisen vieraan pääoman kustannus
$C_E$	Oman pääoman kustannus
$D$	Korollisen vieraan pääoman määrä
$E$	Oman pääoman määrä
$q_0$	Komponentin vikaantumistodennäköisyys tarvehetkellä
$t$	Aika
$t$	Tarkastelujaksolla voimassa oleva yhteisöverokanta
$WACC_{\text{post-tax}}$	Reaalinen tuottoaste yhteisöverojen jälkeen
$\bar{A}$	Komponentin epäkäytettävyys
$\lambda_d$	Komponentin vikaantumistaajuus käytön aikana
$\lambda_1$	Viat joita ei havaita online-kunnonvalvontamenetelmillä
$\lambda_2$	Viat jotka havaitaan online-kunnonvalvontamenetelmillä
$\xi$	Vianhavaitsemiskerroin

## Lyhenteet

CBM	Condition Based Maintenance
CM	Corrective Maintenance
Cigre	International Council on Large Electric System
DMS	Distribution Management System
DP	Degree of Polymeration
EV	Energiavirasto
EUR	Euro
FG	Fingrid Oyj
GIS	Gas Insulated Switchgear
HSV	Helen Sähköverkko Oy
IP	Internet Protocol
JHA	Jälleenhankinta-arvo

kA	Kiloampeeri
KAH	Keskeytyksestä aiheutunut haitta
kV	Kilovoltti
mA	Milliampeeri
NKA	Nykykäyttöarvo
OFAF	Oil Forced Air Forced
ONAF	Oil Natural Air Forced
ONAN	Oil Natural Air Natural
P-F	Potential Failure to Failure
PM	Päämuuntaja
PM	Preventive Maintenance
RCM	Reliability centered maintenance
RTE	Ranskan kantaverkkoyhtiö
RTU	Remote Terminal Unit
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SF6	Rikkiheksafluoridi
SFS	Suomen standardoimisliitto SFS ry
TBM	Time Based Maintenance
V	Voltti
VE	Vantaan Energia Oy
VES	Vantaan Energia Sähköverkot Oy



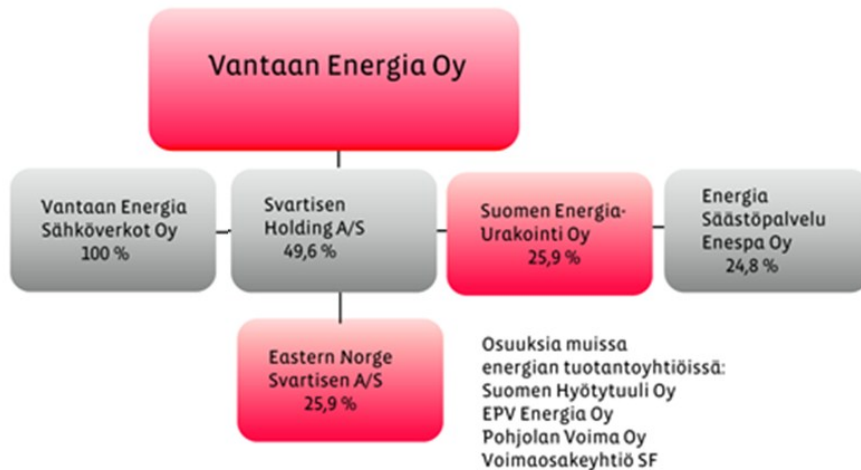
# 1 Johdanto

## 1.1 Työn tausta

Sähköverkon luotettavuus on nykyään entistäkin tärkeämmässä asemassa. Sähkönkuluttajat ovat valveutuneempia ja vaativat verkkoyhtiöltä häiriötöntä sähkönjakelua. Sähköverkkotoiminta on alueellista monopolitoimintaa, jonka vuoksi toiminnan valvontaa on asetettu hoitamaan Energiavirasto. Energiaviraston päätehtävänä on valvoa sähkön siirtohintojen kohtuullisuutta ja ohjata verkkoyhtiötä kehittämään toiminnan tehokkuutta sekä verkkoa mahdollisimman luotettavaksi.

Sähköasemat ovat merkittävin verkon osa. Niiden luotettavuus on isossa roolissa, koska siellä tapahtuvat häiriöt vaikuttavat usein tuhansiin asiakkaisiin. Kunnossapidolla on suuri merkitys sähköasemilla, mutta toisaalta se on myös menoeränä iso. Energiaviraston asettamat tehostamistavoitteet tiukentuvat jatkuvasti ja paineet kunnossapidon kuluja karsimiseen kasvavat. Kunnossapidon tehokkuuteen vaikuttavia tekijöitä ovat laitteiden huoltovälien optimointi, kunnonvalvonta, laitteen elinkaaren pituus ja tietojärjestelmien hyödyntäminen edellä mainituissa asioissa.

Vantaan Energia Oy (jäljempänä VE) on vuonna 1910 perustettu energiayhtiö. VE:n omistaa Vantaan kaupunki (60 %) ja Helsingin kaupunki (40 %). Vantaan Energia Sähköverkot Oy (jäljempänä VES) on perustettu 24.5.2006 ja operatiivinen toiminta on aloitettu 1.1.2007. VES:n tehtävä on vastata sähköverkkotoiminnasta Vantaan alueella. Yhtiö on eriytetty Vantaan Energia Oy:n sähkön myynti- ja tuotantotoiminnoista sähkömarkkinalain edellyttämällä tavalla. VES on kokonaan VE:n omistuksessa. Konsernin liikevaihto vuonna 2013 oli 379,0 miljoonaa euroa, josta VES:n osuus oli 33,9 miljoonaa euroa. Liikevaihdolla mitattuna VE on yksi Suomen suurimmista energiayhtiöistä.



Kuva 1.1. Vantaan Energia -konserni

VES:n tehtävänä on siirtää sähköä ja tarjota erilaisia verkkopalveluja asiakkaille omalla verkkolupa-alueella. Verkkolupa-alue on Vantaan kaupungin alue sekä sen sisällä toimiva lentoasema-alue. Lentoasema-alueen sähköverkkotoiminnoista vastasi aiemmin konsernin omistuksessa ollut Vantaan Aviaenergia Oy, mutta 1.1.2014 sen toiminnot sulautettiin VE:hen ja VES:iin ja yritys lakkasi olemasta. VES:n verkko koostuu pääpiirteissään 110 kV voimajohdoista, sähköasemista, 20 kV keskijänniteverkosta, jakelumuuntamoista ja 0,4 kV pienjänniteverkosta. Rajapinnat sähkön tuotantolaitoksiin ja kantaverkkoon ovat Martinlaakson voimalaitos (VE:n tuotantolaitos), Jätevoimalaitos (VE:n tuotantolaitos), Tammiston sähköasema (Fingrid, jäljempänä FG), Länsisalmen sähköasema (FG), Leppävaaran sähköasema (FG), Vaaralan sähköasema (VES) ja Rekolan sähköasema (VES). Ohessa on taulukko VES:n verkko-omaisuudesta.

Taulukko 1.1. VES:n verkko-omaisuus

110 kV voimajohdot	80 km
Sähköasemat	13 kpl
Päämuuntajat	23 kpl
Päämuuntajien teho	850 MVA
20 kV keskijännitejohdot	893 km
- joista kaapelia	772 km
Jakelumuuntamot	1219 kpl
- joista omia	1036 kpl
0,4 kV pienjännitejohdot	2256 km
- joista kaapelia	1892 km

## **1.2 Tutkimusongelma ja aiheen rajaus**

Energiaviraston toiminnan tehostamisvaatimukset ohjaavat verkkoyhtiötä kohdentamaan käytettävissä olevia resursseja ja varoja oikein. Sähköasemien näkökulmasta niiden luotettavuutta tulisi kasvattaa, mutta samalla myös kustannuksia olisi vähennettävä. Käytännössä tämä tarkoittaa kunnossapidon tarkempaa kohdentamista luotettavuuden kannalta kriittisiin laitteisiin ja toisaalta taas kunnossapidon vähentämistä luotettavuuden kannalta vähemmän kriittisiin laitteisiin. Sähköturvallisuuslaki edellyttää omistajaa pitämään laitteita siinä kunnossa, ettei niistä aiheudu kenenkään hengelle, terveydelle tai omaisuudelle vaaraa (Sähköturvallisuuslaki 1996). Käytännössä tämä on alalla tulkittu tarkoittavan standardien ja valmistajan suosittelemien huolto-ohjeiden noudattamista. Valmistajan suosittelemasta huolto-ohjelmasta on mahdollista poiketa, mikäli lain ja standardien vaatimukset voidaan osoittaa toteutuvan.

Tässä työssä pyritään vastaamaan seuraaviin kysymyksiin

- Voidaanko kunnonvalvontaa lisäämällä saavuttaa säästöjä ja parantaa luotettavuutta?
- Onko yksittäisen komponentin vikataajuus riippuvainen iästä?
- Voidaanko kunnossapidossa saavuttaa säästöjä ja samalla parantaa luotettavuutta muilla keinoilla, esimerkiksi luotettavuuskeskeisellä kunnossapidolla?
- Miten sähköasemakomponenttien huollot kannattaa ajoittaa ja millä perusteilla?

Oheisiin kysymyksiin vastaaminen edellyttää yksittäisten komponenttien huoltokustannusten, vikataajuuksien ja vian seurausten selvittämistä. VES ei ole kerännyt vikatietoja järjestelmällisesti ja laitemäärät ovat liian pienet luotettavan tilastollisen näytön saamiseen. Työssä hyödynnetään jo tehtyjä tutkimuksia ja yritetään löytää niistä sovellettavaa tietoa tätä työtä varten. Työssä käsitellään kaikki keskeiset kunnossapidettävät kohteet, mutta pääpaino on päämuuntajan elinkaaren hallinnassa.

Luotettavuuskeskeisen kunnossapidon mallin luominen edellyttää vähintäänkin tietämystä laitteen vikatyypeistä ja vikataajuuksista. Näin ollen vikatietojen kerääminen tietojärjestelmään ja eri vikatyypien kirjaaminen on pitkällä tähtäimellä kannattavaa ja niistä saatujen tietojen perusteella voidaan kehittää kunnossapidon suunnittelua edelleen kustannustehokkaampaan suuntaan.

## 2 Sähköasema

### 2.1 Sähköasema osana siirtoverkkoa

Sähköasema tarkoittaa laajana käsitteenä muuntoasemaa, kytkinlaitosta tai erotinasemaa. Se on sähköenergian siirto- tai jakeluverkon kohta, jossa voidaan tehdä kytkentöjä, energian siirron keskittämistä tai jakoa eri johdoille. Käytössä olevia jännitetasoja on useita. Kantaverkossa käytössä olevat jännitetasot ovat yleensä 400/110 kV tai 220/110 kV. Verkkoyhtiöillä eli jakeluverkon haltijoilla jännitetaso on useimmiten 110/20 kV. (Elovaara ja Laiho 1999). Tässä työssä keskitytään VES:n sähköasemiin.

VES:llä sähköasemia on yhteensä 13 kpl. Sähköasemat ovat solmupisteasemia (5 kpl), johdonvarsiasemia (6 kpl) tai johdonpääteasemia (2 kpl). Jako johdonvarsiaseman ja solmupisteaseman välillä on se, että solmupisteasemalla on johtolähtöjä enemmän kuin kaksi. Sähköasemien tehtävä on kaikissa tapauksissa välittää sähköenergiaa siirtoverkosta jakeluverkkoon.

### 2.2 Sähköaseman rakenne

Sähköaseman rakenne voi vaihdella paljonkin riippuen sen käyttötarkoituksesta ja sille asetetuista vaatimuksista. Pääpiirteissään rakenne voidaan kuitenkin jakaa neljään osaan:

- päälaitteistot
- apulaitteistot
- muut laitteistot
- rakenteet.

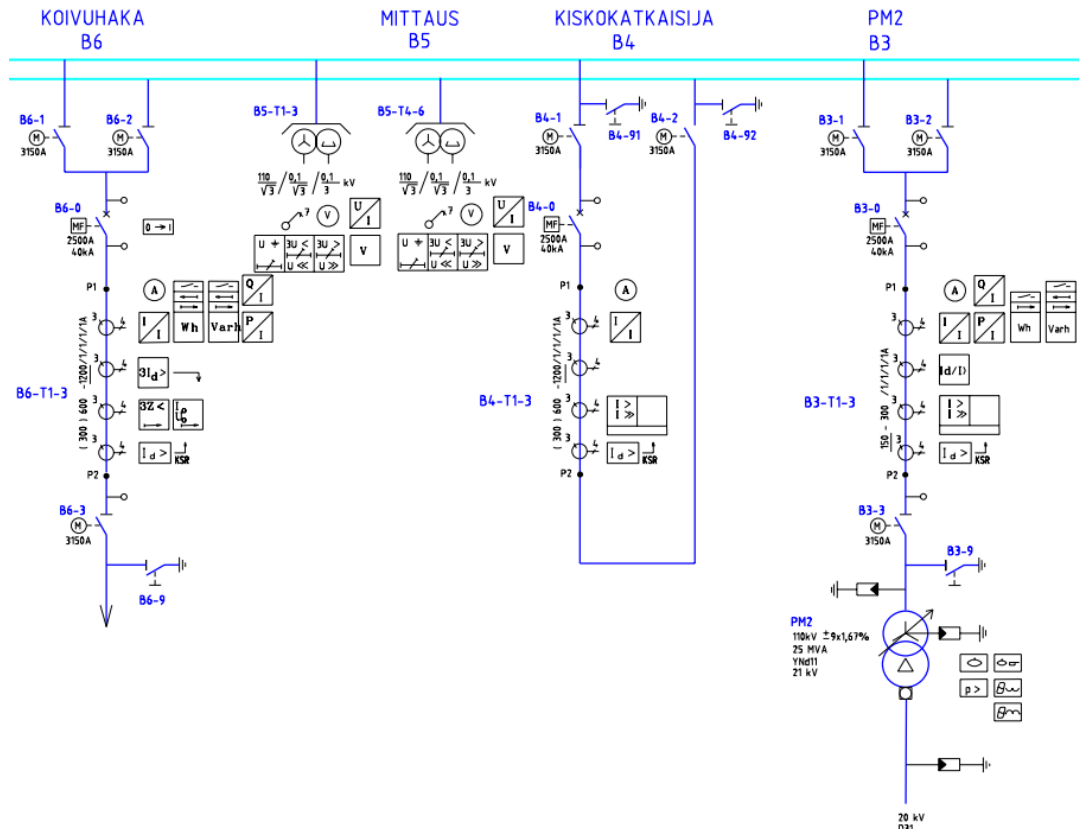
Päälaitteistot eli primäärilaitteet pitävät sisällään laitteet, joiden kautta sähköenergia välittyy. Näitä ovat esimerkiksi 110 kV kiskostot, 110 kV kojeisto, päämuuntajat ja 20 kV kiskot/kojeisto. Apulaitteistot ovat päälaitteistoja tukevia laitteita. Näihin kuuluu: suojaus- ja ohjausjärjestelmät, sähköaseman omakäyttöjärjestelmä, tasasähköjärjestelmä ja automaatiojärjestelmät. Muita laitteistoja ovat kiinteistöön liittyvät laitteet kuten LVI-järjestelmät, paloilmoitinjärjestelmä ja rikosilmoitinjärjestelmä. Rakenteisiin kuuluu esimerkiksi kiinteistöt, ulkopuoliset rakenteet, tiet, aidat ja puomit. (Haveri 2006).

Päälaitteistojen suhteen tehdyt valinnat vaikuttavat paljon muihin ratkaisuihin. Kaupunkiolosuhteissa aseman rakenne on usein monimutkaisempi johtuen suuresta tehonsiirtotarpeesta ja asemien kriittisyydestä. Keskeisimmät valinnat ovat 110 kV kisko-

järjestelmä, päämuuntajien lukumäärä ja kapasiteetti, keskijännitekojeiston kiskojärjestelmä sekä suojausjärjestelmät.

Tyypillinen kaupunkisähköasema koostuu 2-kiskoisesta 110 kV kytkinkentästä tai GIS-kojeistosta. Asema voi olla joko johdonvariasema tai solmupisteasema. Asemalla on kaksi päämuuntajaa, joiden kapasiteetti on mitoitettu siten, että koko sähköaseman tehontarve voidaan normaalitilanteessa toteuttaa pelkästään toisella päämuuntajalla. Keskijännitekojeisto on yleensä myös 2-kiskoinen ja se on varustettu pitkittäiskatkaisijoilla. Suojausjärjestelmät koostuvat 110 kV puolella usein kahdesta pääsuojusta (distanssirele ja differentiaalirele) sekä yhdestä varasuojusta (ylivirta/suunnattu maasulku).

VES:n sähköasemien päälaitteistojen osana oleva 110 kV kytkinlaitteisto on osassa kaasuieristeinen 1-kiskorakenne pitkittäiskatkaisijalla ja osassa ulkona sijaitseva kytkinkenttä 2-kiskorakenteella. Kiskorakenteella vaikutetaan paljon aseman käytettävyyteen. 2-kiskoisella rakenteella huollot voidaan toteuttaa joustavammin ja sähkönjakelua keskeyttämättä. Kun tähän rakenteeseen yhdistetään vielä kaksi päämuuntajaa, päästään käytettävyydessä erittäin hyvälle tasolle. Tällöin yksittäisen johtolähdön ja muuntajan huollot eivät aiheuta sähkönjakelun keskeytystä asiakkaalla ja kytkentäjärjestelyt pysyvät yksinkertaisena.



Kuva 2.1. Rekolan sähköaseman kenttien B3–B6 110 kV pääkaavio

Tietoliikenneyhteydet ovat yksi sähköaseman tärkeimmistä ja kriittisimmistä järjestelmistä. Sitä kautta sähköverkon valvomo näkee reaaliaikaisesti kaikkien kytkinlaitteiden tila- ja mittaustiedot, voi tehdä ohjauksia kytkinlaitteille ja saa tiedon asemalla tulevista hälytyksistä. Sähköaseman pääyhteys tulee esimerkiksi kiinteänä valokuituyhteytenä sähköverkon valvomosta saakka. Kaupunkiolosuhteissa on tyypillistä, että tämä yhteys on varmennettu. Tällöin yhdelle sähköasemalle tulee kiinteästi kaksi kuituyhteyttä, jotka toimivat toisistaan riippumattomasti.

Sähköaseman sisällä olevat tiedot kerätään kaukokäytön järjestelmään RTU (Remote Terminal Unit) -yksikön kautta. Se liikennöi IP- tai sarjaliikennetekniikalla sekä valvomon että sähköasemakomponenttien suuntaan. VES:n uudet sähköasemat ovat kokonaan IP-pohjaisia. Vanhemmilla VES:n sähköasemilla tiedot kerätään analogisesti RTU-yksikölle, joka kommunikoi valvomon kanssa sarjaliikenteellä. Tämä järjestelmä vaatii oman ristikytkentäkaapin ja kaikki tilatiedot sekä ohjaukset joudutaan viemään releelle asti omina johtoina. Mittaustiedot otetaan yksikköön sisään milliampeeritietona (mA). IP-tekniikalla on mahdollista kerätä yhdellä kuidulla kaikilta aseman releiltä tiedot. Luotettavuuden näkökulmasta kuituyhteyksiä voidaan varmentaa, ettei yhden kui-

dun rikkoutuminen hävitä koko aseman kaukokäyttöä. Analogisia tietojakin voidaan hyödyntää, mutta ne joudutaan nostamaan aseman tietoliikenneväylään esimerkiksi erillisen I/O-yksikön kautta.

## **2.3 Päämuuntajat**

Siirtoverkossa tehomuuntajasta käytetään yleisesti nimitystä päämuuntaja. Päämuuntajan tehtävä VES:n sähköasemilla on muuntaa 110 kV:n jännite jakeluverkkoon sopivaksi 20 kV:n jännitteeksi. Päämuuntaja on siirtoverkon yksittäisistä komponenteista kaikin arvokkain.

Päämuuntajien kytkentäryhmä on Suomessa useimmiten YNd11. Nimellisjännitteet ovat yleensä 115/21 kV. Muuntosuhdetta voidaan muuttaa muuntajan yläjännitepuolelle kytketyllä käämikytkimellä. Käämikytkin tarkkailee toisiojännitettä ja säätää sitä kuormitusten vaihtelun mukaan pitäen toisiojännitteen vakiona.

### **2.3.1 Päämuuntajan rakenne ja toiminta**

Muuntaja koostuu seuraavista järjestelmistä:

- muuntopiiri
- jännitteensäädin
- öljynpaisuntajärjestelmä
- jäähdytysjärjestelmä
- toisiojärjestelmät
- mittausjärjestelmät
- suojalaitejärjestelmät
- muuntajan ulkopuoliset virtatiet.

Muuntopiiri koostuu rautasydämen ympärille kiedotuista kuparisista tai alumiinisista käämilangoista. Alumiini johtaa huonommin sähköä ja sen käyttäminen kasvattaa muuntajan kokoa verrattuna saman häviöiseen muuntajaan kuparikäämeillä. Muuntajavalmistajat tekevät mitoituspäätökset materiaalin hinnan mukaan ja toisaalta sen mukaan, miten paljon kustannukset nousevat muuntajakoon kasvattamisen myötä. Käämilangat on eristetty eristepaperilla riittävän jännitelujuuden saavuttamiseksi. Usein tämä eristepaperi on muuntajan eliniän kannalta kriittinen. Muuntajaöljyn hapettuminen yh-

distettynä korkeaan lämpöön kiihdyttää etenevässä määrin paperin hajoamista. (Aro ym. 2003).

Jännitteensäädinjärjestelmä koostuu käämikytkimestä, käämikytkimen ohjaimesta ja siihen liittyvästä ohjausjärjestelmästä. Sähköasemalla jännitteensäädin on yleensä rele, joka tarkkailee muuntajan toisiopuolen jännitettä. Toisiopuolen jännite voi vaihdella verkolla olevan kuormitustilanteen mukaan. Esimerkiksi jos muuntajan takana on paljon kaapelia ilman kuormaa, nostaa se toisiopuolen jännitettä. Tällöin jännitteensäätäjä havaitsee liian korkean jännitteen aseteltuun arvoon verrattuna ja antaa käämikytkimen ohjaimelle käskyn säätää muuntosuhdetta suuremmaksi (eli pienentää toisiojännitettä). Jännitteensäätäjää voidaan käyttää myös manuaalisesti esimerkiksi muuntajien rinnanajotilanteessa, jolloin kahden muuntajan toisiojännitteet on saatava samansuuruisiksi.

Öljynpaisuntajärjestelmä koostuu paisuntasäiliöstä ja muuntajan hengitysilmaa säätelevästä ilmankuivaimesta. Jakeluverkon muuntajat ovat usein hermeettisesti suljettuja, eli niissä ei ole paisuntasäiliötä. Tällöin muuntajan rakenne on hieman elastinen ja elää muuntajaöljyn lämpötilavaihteluiden mukaan. Päämuuntajat ovat lähes aina paisuntasäiliöllä varustettuja ja öljyn lämpötilan kasvaessa ne päästävät ylimääräisen ilman paisuntasäiliöstä ilmankuivaimen kautta ulos. Vastaavasti öljyn jäähtyessä muuntaja joutuu ottamaan korvausilmaa ulkoilmasta. Ilmankuivaimen tehtävä on kuivattaa sisäänhengitysilma ennen muuntajaan pääsyä.

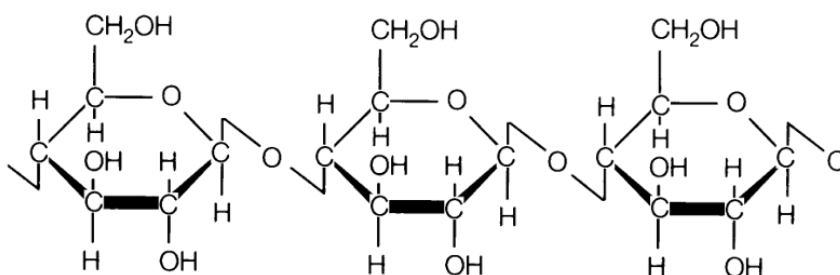
Muuntajan jäähdytysjärjestelmän rakenne riippuu muuntajan tyypistä. ONAN (Oil Natural Air Natural) -tyyppisessä muuntajassa on radiaattorit, eli jäähdytysyksiköt, jotka johtavat muuntajan lämmön ulkoilmaan tehokkaasti. Öljy kiertää radiaattoreissa painovoimaisesti. ONAF (Oil Natural Air Forced) -tyyppisessä muuntajassa on radiaattorit kuten ONAN-muuntajassa, mutta radiaattoreissa on lisäksi tehokkaat puhaltimet, jotka tehostavat lämmön siirtymistä ulkoilmaan. Sisätiloissa olevat muuntajat ovat usein OFAF (Oil Forced Air Forced) -tyyppisiä, jolloin radiaattorit on viety kauemmaksi muuntajasta (esimerkiksi ulkotilaan) ja öljyn kierto pakotetaan pumpuilla.

Vikatilanteessa muuntajan suojana toimii muuntajan ensiö- ja toisiopuolen virtaa tarkkailevia sähköisiä suojalaitteita, mutta niiden lisäksi muuntajassa on myös omia suojalaitteita vikatilanteiden varalta. Näitä suojia kutsutaan primäärisuojiksi. Primäärisuojia ovat lämpötilan kuvaajat, käämikytkimen ja muuntajan kaasurele sekä ylipaineventtiili.



### 2.3.2 Päämuuntajan vanheneminen

Muuntajan teknisen käyttöiän näkökulmasta kriittisin asia on paperieristyksen kunto. Muuntajan vanhenemisesta johtuvien rikkoutumisten yleisin syy on paperieristyksen heikkeneminen ja sen johtaminen läpilyöntiin. Paperieriste koostuu 90-prosenttisesti lineaarisista selluloosamolekyyleistä. Tämä kuiturakenteinen selluloosamolekyyli koostuu yhteen liittyneistä glukoosirenkaista, joiden määrää kuvataan DP-luvulla. DP tulee sanoista Degree of Polymeration, eli polymeroitumisaste. Paperin vanheneminen hajottaa selluloosamolekyyliä pienempiin osiin, josta seuraa polymeroitumisasteen pieneneminen. Tätä prosessia kiihdyttää korkea lämpötila, muuntajan sisällä oleva kosteus, happi ja erilaiset happamat yhdisteet. (Aro ym. 2003, Chandrashekar 2012, Doble 2013).



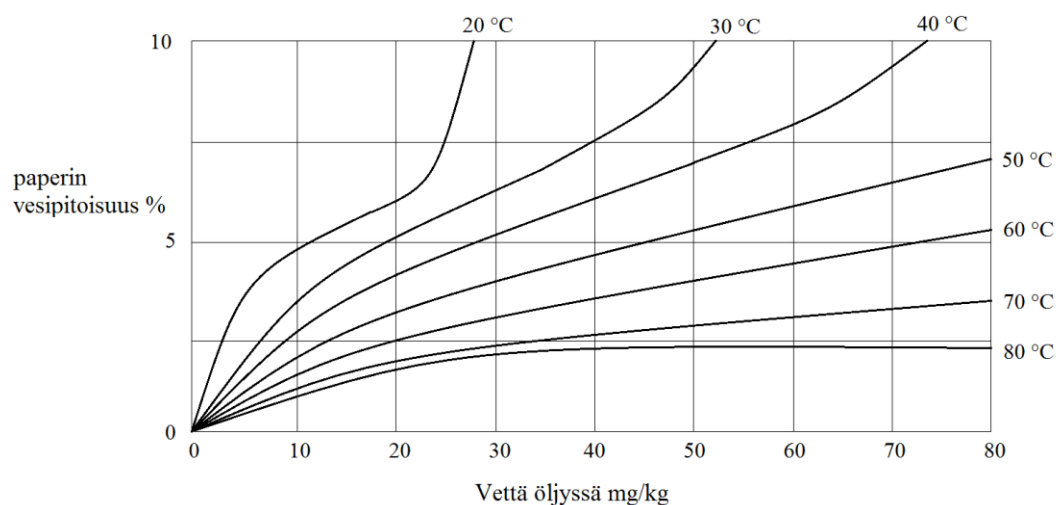
Kuva 2.2. Selluloosamolekyyliketju ( $C_6H_{10}O_5$ ) $_n$

Muuntajaöljyn kunnolla on suuri merkitys muuntajan elinikään. Muuntajaöljyn tehtävänä on toimia sähköisenä eristeenä sekä johtaa lämpöä muuntajan aktiiviosista jäähdytyslementteihin. Öljyt kuitenkin valmistetaan yleensä mineraaliöljystä, joka on orgaaninen aine, eli hapettuu vanhetessaan. Hapettumiseen liittyy reaktioita, jotka alkavat hiilivetymolekyylien hapettumisesta ja päättyy vapaiden radikaalien syntymiseen. Muuntajaöljyyn lisätään usein inhibiittejä, jotka sitovat vapaita radikaaleja ja sitä kautta hidastavat hapettumisreaktiota. (Aro ym. 2003, Hyvönen 2008).

Hapettumisreaktion seurauksena öljyyn syntyy erilaisia saostumia, epäpuhtauksia, kosteutta ja happamia yhdisteitä. Nämä tekijät heikentävät paperin mekaanisia ominaisuuksia. Näistä erityisesti kosteus kiihdyttää voimakkaasti paperin hajoamista. Öljyn kuntoa voidaan seurata käytön aikana ottamalla öljynäytteitä, mutta paperin kunnan määrittämiseen tarvitaan paperinäyte. Yleensä paperinäyte otetaan muuntajan avaavan perushuollon yhteydessä. Paperi pyritään ottamaan muuntajan kuumimman pisteen kohdalta, mutta mahdollisimman edustavan näytteen ottaminen on kuitenkin hankalaa.

Näytteenottamista ei ole säädetty standardissa ja muuntajaihmiset sanovatkin, että näytteen ottaja voi vaikuttaa tulokseen (Pyykkö 2015).

Muuntajan sisällä olevasta kosteudesta suurin osa on sitoutunut paperiin ja muuntajan sisällä oleviin puuosiin. Öljyssä kosteutta on vain pieni osa. Paperin kosteutta ei voida mitata käytön aikana, mutta öljystä kosteus voidaan määrittää. Paperin kosteutta voidaan arvioida öljyn kosteuden ja lämpötilan perusteella kuvassa 2.3 olevan käyrän mukaisesti.



Kuva 2.3. Öljyn ja paperin välinen kosteustasapaino (Aro ym. 2003)

Suurimmat tekijät paperin vanhenemisessa ovat lämpötila ja paperiin sitoutunut kosteus. IEC:n tehomuuntajan kuormitusohjeen mukaan muuntajan lämpötilan nousu 6 °C:lla kaksinkertaistaa paperin hajoamisnopeuden. IEC:n standardin (2005) mukaan suhteellinen ikääntymisnopeus saadaan laskettua seuraavalla kaavalla:

$$V = 2^{\left(\frac{\theta_h - 98}{6}\right)} \quad (2.1)$$

missä	V	suhteellinen ikääntymisnopeus
	$\theta_h$	käämityksen kuumien lämpötila (ns. hot-spot) celsiusasteina
	98	referenssilämpötila.

Kaavasta nähdään, että suhteellinen ikääntymisnopeus laskee voimakkaasti kun lämpötila putoaa alle referenssipisteen. Sähköverkkokäytössä olevat muuntajat ovat keskimäärin matalassa kuormassa ja niiden kuormitushuiput ovat yleensä talvella, jolloin ulkoinen jäähdytys pitää muuntajan lämpötilan alhaisena.

Uuden muuntajan öljyssä on vettä liuenneena alle 2 mg/kg. Tämän jälkeen kosteuden kerääntymisnopeuteen vaikuttaa esimerkiksi muuntajaöljyssä tapahtuvat kemialliset reaktiot ja muuntajan lämpötilan vaihtelu. Lämpötilan vaihtelu aiheuttaa öljyn tilavuuden muutoksen vuoksi muuntajan hengittämisen ja siinä yhteydessä öljyyn siirtyy kosteutta. Ulkoilman lämpötilan vaihtelut pahentavat myös tilannetta. Lämmin ilma sitoo enemmän kosteutta ja sen jäähtyessä osa ilmassa olevasta kosteudesta tiivistyy muuntajan sisällä vedeksi. Kuvasta 2.3 nähdään, että alhaisissa lämpötiloissa paperissa on suhteellisesti enemmän kosteutta kuin korkeissa lämpötiloissa. Paperissa oleva kosteus lyhentää ja heikentää molekyyliä ja johtaa sähköisen lujuuden heikkenemiseen.

### **2.3.3 Lämpökäsitelty eristyspaperi**

Lämpökäsitellyn paperin kehitystarve lähti erityisesti teollisuuden tarpeista. Muuntajia ylikuormitettiin usein ja niiden elinikä ei sen vuoksi ollut toivotunlainen. Tämän jälkeen alettiin pohtia paperieristeen kehittämistä yhtenä vaihtoehtona muuntajan eliniän pidentämiseksi.

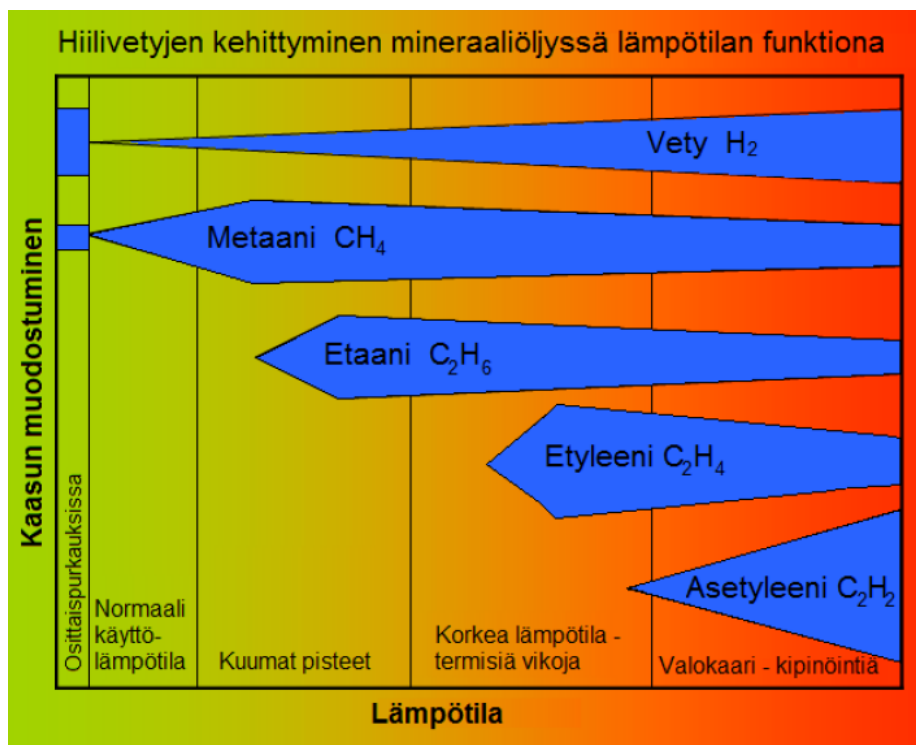
Lämpökäsitelty paperi (Thermally Upgraded Paper) kehitettiin muuntajakäyttöön 90-luvulla. Käsitelty paperi sananmukaisesti kestää termistä rasitusta tavallista eristyspaperia paremmin. Aiheeseen liittyen on tehty useita tutkimuksia, joissa on vertailtu tavallisen ja lämpökäsitellyn paperin ikääntymistä. Tutkimukset osoittavat, että lämpökäsitelty paperi ikääntyy tavallista paperia hitaammin. Chandrashekarin (2012) tutkimuksessa on todettu, että lämpökäsitelty paperi kestää 20–30 °C korkeampia lämpötiloja käsittelemättömään paperiin verrattuna. Tutkimusten perusteella voidaan myös sanoa, että suhteellisen ikääntymisen ero kasvaa lämpötilan kasvaessa. Sähköverkkokäytössä olevat muuntajat ovat verrattain hyvin pienessä kuormassa, eli myös lämpötila on suhteellisen alhainen. Tutkimuksissa on myös todettu, että lämpökäsitelty paperi kestää paremmin kosteutta. (IEC 2005, Chandrashekar 2012, Lewand&Griffin 1996).

### **2.3.4 Muuntajaöljyn analysointi**

Muuntajaöljyn kaasuanalyysissa voidaan todeta muuntajan alkavia tai kehitysvaiheissa olevia vikoja. Näitä voivat olla esimerkiksi muuntajan sisällä esiintyvät osittaispurkaukset, kipinäinnit tai lämpenemät virta- ja magneettipiireissä. Tyypillisesti öljystä analysoidaan seuraavat kaasut:

- vety ( $H_2$ )
- happi ( $O_2$ )
- typpi ( $N_2$ )
- metaani ( $CH_4$ )
- hiilimonoksidi ( $CO$ )
- hiilidioksidi ( $CO_2$ )
- etyleeni ( $C_2H_4$ )
- etaani ( $C_2H_6$ )
- asetyleeni ( $C_2H_2$ ).

Näiden kaasujen ja kaasujen välisten suhteiden perusteella voidaan päätellä minkä tyyppinen vika muuntajan sisällä on. Muuntajan pieni kaasuttaminen on normaalia ehjällekin muuntajalle. IEC on antanut standardissa kaasujen kehittymisnopeuteen raja-arvot. Kuvasta 2.4 käy ilmi periaatetasolla kaasujen muodostuminen eri lämpötiloissa. Vetyä muodostuu kaikissa vikatyypeissä ja sitä alkaa muodostua jo alhaisissa lämpötiloissa. Metaanin, etaanin, etyleenin ja asetyleenin muodostuminen vaatii tietyn suuruisen lämpötilan ja niiden välisestä suhteesta voidaan tehdä päätelmiä vikatyypistä.



Kuva 2.4. Hiilivetyjen kehittyminen öljyssä lämpötilan funktiona (Palola 2005)

Davies ja Burton ovat tehneet vuonna 1972 teorian vikakaasujen suhteista (kaavat 2.2–2.5). Lukujen tulkintaan on lisäksi kehitetty Rogersin toimesta diagnoositaulukko (taulukko 2.1–2.2). (Palola 2005).

$$\frac{CH_4}{H_2} \quad (2.2)$$

$$\frac{C_2H_6}{CH_4} \quad (2.3)$$

$$\frac{C_2H_4}{C_2H_6} \quad (2.4)$$

$$\frac{C_2H_2}{C_2H_4} \quad (2.5)$$

Taulukko 2.1. Kaasujen suhde eri vaihteluväleillä (Palola 2005)

Suhdeluku	Vaihteluväli	Koodi
$\frac{CH_4}{H_2}$	< 0,1	5
	0,1 < välillä < 1,0	0
	1,0 < välillä < 3,0	1
	≥ 3,0	2
$\frac{C_2H_6}{CH_4}$	< 1,0	0
	≥ 1,0	1
$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	< 1,0	0
	1,0 < välillä < 3,0	1
	≥ 3,0	2
$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	< 0,5	0
	0,5 < välillä < 3,0	1
	≥ 3,0	2

Taulukko 2.2. Kaasujen suhdeluvuista määritellyt diagnoosit (Palola 2005)

$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_6}{CH_4}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	Diagnoosi
0	0	0	0	Normaali vanhentuminen
5	0	0	0	Osittaispurkauksia
1 tai 2	0	0	0	Pientä ylikuumenemista - alle 150
1 tai 2	1	0	0	Ylikuumentunut, 150 - 200
0	1	0	0	Ylikuumentunut, 200 - 300
0	0	1	0	Johteen ylikuumeneminen
1	0	1	0	Käämin pyörrevirrat, ylikuumentuneet liitokset
1	0	2	0	Pyörrevirrat tankissa ja rautasydämessä
0	0	0	1	Kipinöintiä
0	0	1 tai 2	1 tai 2	Tehollinen valokaari
0	0	2	2	Jatkuvaa kipinöintiä kelluvaan potentiaaliin
5	0	0	1 tai 2	Tasainen osittaispurkaus

Kaasujen lisäksi öljystä analysoidaan myös muita asioita. Läpilyöntijännitteen määrittäminen on yksi keskeinen asia. Siinä testataan muuntajaöljyn kykyä toimia sähköisenä eristeenä. Öljyn likaantuminen ja siinä oleva kosteus heikentävät läpilyöntijännitettä. Inhibiittipitoisuus ei kuulu vakiotestiin, mutta se voidaan mitata tarvittaessa. Inhibiitti on öljyyn lisättyä ainetta, joka hidastaa sen vanhenemista sitomalla vapaita radikaaleja. Lisäksi voidaan määrittää neutralointi/happoluku, furfuraalipitoisuus sekä kosteus- ja kiintoainepitoisuus. Näiden analyysien perusteella voidaan tehdä johtopäätöksiä muuntajan kunnosta ja mahdollisesti tarvittavista kunnossapitotoimenpiteistä.

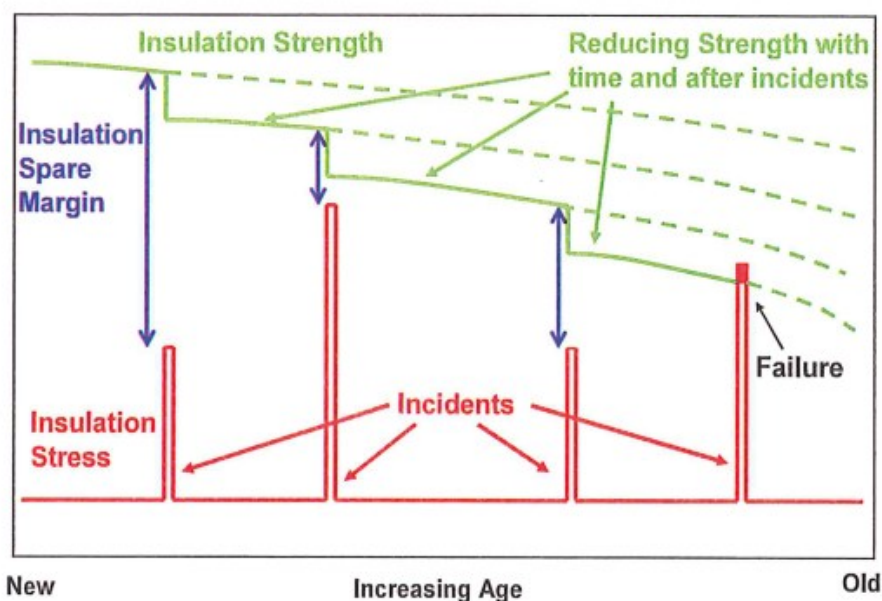
### 2.3.5 Vikaantumismekanismit

Kappaleessa 2.3.2 käsiteltiin paperin vanhenemista merkittävimpana tekijänä muuntajan vanhenemisessa. Paperin vanheneminen ei kuitenkaan itsessään aiheuta muuntajan rikkoutumista ja sähköistä läpilyöntiä. Paperin vanheneminen heikentää sen mekaanista kestävyyttä ja sen vuoksi kyky kestää ulkoisia rasituksia heikkenee. Ulkoisia rasituksia voivat olla esimerkiksi oikosulku muuntajan takana olevassa verkossa, suuri kuormitusvirta tai äkilliset ylijännitteet.

Muuntajan rikkoutuminen tapahtuu yleensä silloin, kun yksittäinen komponentti tai rakenne ei enää kestä käytön aikaisia rasituksia. Muuntajaan kohdistuu sen eliniän aikana termisiä, mekaanisia, kemiallisia, sähköisiä, sähkömagneettisia ja transienttien aiheuttamia rasituksia. Näiden seurauksena:

- sähköinen eristyskyky heikkenee
- mekaaninen lujuus heikkenee
- kuormitettavuuskyky heikkenee.

Muuntajan vikaantuminen seuraa kun yllä olevat ominaisuudet eivät enää kestä niihin kohdistuvia rasituksia. Kuva 2.5 selventää mekanismia. (Ding ym. 2009).



Kuva 2.5. Muuntajan vikaantumismalli (Ding ym. 2009)

Muuntajan vikaantumisen kohdalla voidaan puhua hitaasti ja nopeasti kehittyvistä vioista. Kokemuseräisen tiedon mukaan suurin osa vioista kuuluu hitaasti kehittyviin. Näitä vikoja voivat olla esimerkiksi osittaispurkaukset tai erilaiset liitosviat. Tyypillisesti muuntajan sisällä on kuuma piste, jonka seurauksena muuntajaöljyn sekaan tulee erilaisia vikakaasuja. Merkittävimmät vikakaasut ovat vety, etyleeni ja metaani. (Aroranta 2015).

## 2.4 Relesuojaus

### 2.4.1 110 kV johtolähdön relesuojaus

Relesuojaus 110 kV siirtoverkossa voidaan toteuttaa monella eri tavalla. Isojen kaupunkilaitosten suojausratkaisut voivat poiketa huomattavasti maaseutulaitosten ratkaisuista. Toteutus riippuu siirtoverkon rakenteesta, kriittisyydestä ja yhtiökohtaisesta filosofiasta. Tässä luvussa esitellyt suojausratkaisut voivat päteä jonkin laitoksen kohdalla, mutta eivät välttämättä kaikkien.

Maaseutuverkossa pieniä sähköasemia syöttävät haarajohdot suojataan tyypillisesti yhdellä pääsuojalla ja yhdellä varasuojalla. Pääsuojana toimii distanssirele ja varasuojana ylivirtarele, johon on yhdistetty myös suunnattu maasulkurele. Kaupunkiverkossa, joka on useimmiten rengasverkkoa, suojataan johto esimerkiksi yhdellä pääsuojalla ja kahdella varasuojalla. Pääsuojana toimii differentiaalirele tai johtovertosuoja. Varasuojana on distanssirele ja ylivirtarele suunnatulla maasulkusuojauksella.

Differentiaalireleen toiminta edellyttää aina relettä molemmissa johdon päissä. Käyttö johtoa suojattaessa vaatii reaaliaikaisen ja nopean viestiyhteyden releiden välille. Molemmat releet mittaavat jatkuvasti johdolle menevää virtaa ja lähettävät virtatiedon vastapäähän. Rele vertailee koko ajan mittaamaansa virtaa vastapään virtaan. Rele toimii, kun johdolle menevien ja sieltä lähtevien virtojen summa poikkeaa asettelun verran nolasta. Normaalitilanteessa summavirta on nolla. Releeseen tarvitaan kuitenkin vakavointi mittausepä tarkkuuksien takia. Epätarkkuutta voi aiheuttaa esimerkiksi virtamuuntajien erilaiset tarkkuusluokat sekä johdon läpi kulkevassa vikavirrassa virtamuuntajien eriaikainen kyllästyminen.

Distanssirele mittaa jatkuvasti suojattavan piirin impedanssia (resistanssia ja reaktanssia). Rele laskee impedanssin mittaamalla johdon virran sekä alkupään jännitteen. Rele tunnistaa vikavirran suunnan vaihekulmien perusteella. Kun impedanssi on asetellun vyöhykkeen sisäpuolella, antaa rele laukaisukäskyn suojattavaa kohdetta syöttävälle katkaisijalle. Ensimmäinen nopeasti laukaiseva vyöhyke asetellaan noin 80 % suojattavan kohteen pituudesta ja toinen vyöhyke hieman yli seuraavan sähköaseman, eli noin 120 % suojattavan kohteen pituudesta. Ideaalinen tilanne olisi tehdä asettelut aina tarkasti joka johtovälille, mutta vikaimpedanssien ja mittausepä tarkkuuksien vuoksi joudutaan asetteluihin laittamaan toleranssia. (Haarla 2014).

Rengasverkossa distanssirele on johdon molemmissa päissä. Usein käytössä on myös apuyhteys distanssireleiden välillä. Distanssirele lähettää havahtuessaan tiedon vastapään asemalla olevalle distanssireleelle vikavirran suunnasta. Jos vastakkainen asema havahtuu ja havaitsee vikavirran kulkevan kyseiselle johtovälille, antaa se nopean laukaisukäskyn. Distanssirele toimii myös ilman apuyhteyttä, mutta sen avulla rengasverkossa oleva vika saadaan kytkettyä nopeammin pois verkosta.

Distanssireleen toiminnassa ongelmaksi muodostuvat lyhyet, joskus vain muutaman kilometrin pituiset johtovälit, jotka ovat tyypillisiä kaupunkiolosuhteissa. Sähköasemien



välisen johtojen impedanssit ovat niin pieniä, että suoja ei osaa tunnistaa onko vika suojattavalla alueella vai sen ulkopuolella.

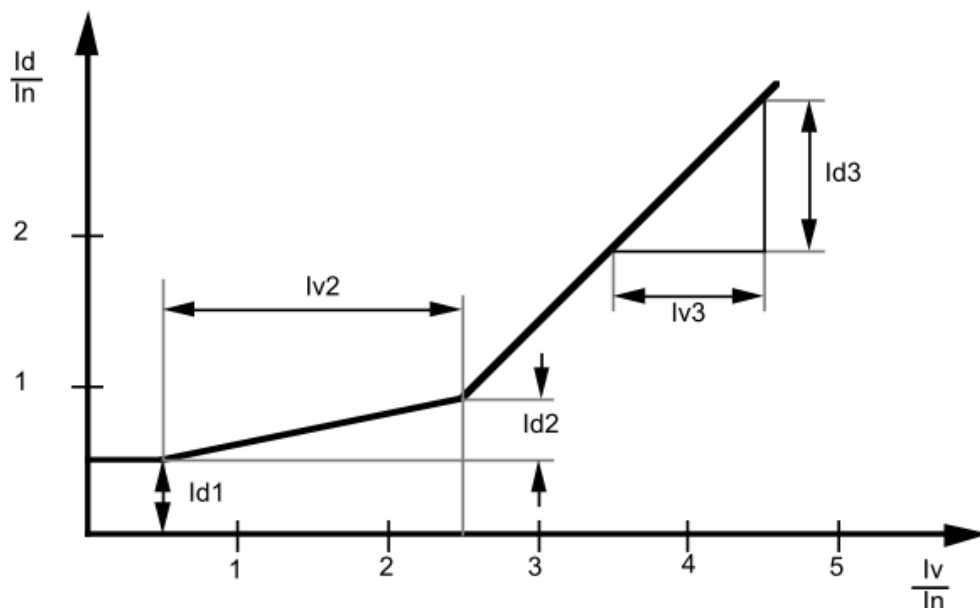
Differentiaali- ja distanssirele eivät toimi luotettavasti maasulkuvioissa, joissa on suuri vikaresistanssi. Näitä vikoja suojaamaan tarvitaan suunnattu maasulkurele. Rele on nollavirtarele, joka mittaa vikavirtaa sekä virran suuntaa. Virran suunnan rele mittaa nollavirran ja nollajännitteen välisestä kulmasta. Selektiivisyys maasulkusuojalla toteutetaan aika-asetteluilla. Releiden laukaisuajat on porrastettu alenevasti kohti toista maadoituspaikkaa.

Kaupunkiolosuhteissa yleistyi viime vuosikymmenen aikana kiskosuojareleiden käyttö. Kiskosuoja on eräänlainen differentiaalirele, joka laskee kiskoon tulevien ja kiskosta lähtevien virtojen summaa. Kiskosuojarele laukaisee toimiessaan kaikki vialliseen kiskoon liitetyt katkaisijat.

VES:n 110 kV relesuojaus koostuu johtolähtöjen relesuojauksesta, päämuuntajan relesuojauksesta, kiskokatkaisijan relesuojauksesta ja kiskosuojasta. Johtolähdön relesuojaus on toteutettu differentiaali- ja distanssireleellä tai johtovertosuojalla ja distanssisuojalla. Pääsuojat eivät reagoi suuri-impedanssiin maasulkuvikoihin, joten johtolähdöllä on lisäsuojana maasulkurele suunnattuna. Lisäksi pääsuojien varasuojana toimii ylivirtarele, joka on yhdistetty samaan releyksikköön suunnatun maasulkureleen kanssa. Kiskosuojaus on toteutettu erovirtasuojalla, joka vertaa kiskoon tulevien ja siitä lähtevien virtojen summaa. (VES 2011).

#### **2.4.2 110 kV päämuuntajan relesuojaus**

Päämuuntajan suojana voidaan käyttää differentiaalirelettä ja maasulkusuojauksella varustettua ylivirtarelettä. Differentiaalirele vertailee muuntajaan meneviä ja sieltä lähteviä vaihevirtoja. Periaatteellisella tasolla näiden virtojen erotuksen tulisi olla normaalitilanteessa nolla, mutta käytännössä se ei ole sitä. Muuntajassa luontaista erovirtaa aiheuttavat virtamuuntajien virheet, käämikytkimen asennonmuutokset, muuntajan tyhjäkäyntivirta ja hetkelliset kytkentävirtasysäykset. Virtamuuntajan aiheuttama virhe ja käämikytkimen asennonmuutoksen aiheuttama virhe kasvaa kuormitusvirran funktiona. Tämän vuoksi releen toiminta on vakavoitu kuormitusvirran suhteen (kuva 2.6). Vakavointi tarkoittaa, että releen toimintaan tarvitaan enemmän erovirtaa suuremmalla kuormitusvirralla. Vakavointikäyrä koostuu kolmesta eri alueesta, joiden tasot voidaan erikseen asettaa.



Kuva 2.6. Muuntajadifferentiaalireleen vakavointikäyrä (ABB 1991).

Muuntaja ottaa kytkentähetkellä moninkertaisen virran muuntajan nimelliseen virtaan nähden ja ilman toiminnan hetkellistä lukitusta se aiheuttaisi aina aiheettoman laukaisun. Kytkentävirran suuruus vaihtelee paljonkin ja se riippuu rautasydämessä olevasta remanenssivuosta ja kytkentähetkellä olevasta verkon jännitteen kulmasta. Pahimmassa tilanteessa rautasydän kyllästyy nopeasti ja muuntaja on hetken aikaa lähes oikosulussa, kunnes käämin resistanssi ja muuntajan rautasydän vaimentavat virran muutamissa sekunneissa. Kytkentävirtasysäys otetaan huomioon erillisellä lukitustoiminnolla, joka perustuu 2. harmonisen yliaallon tunnistamiseen. (Haarla 2014, ABB 1991).

### 2.4.3 20 kV relesuojaus

20 kV jakeluverkon relesuojaus johtolähdöllä perustuu ylivirta- ja maasulkusuojaukseen. Kojeistoa suojaa useimmiten erillinen kiskosuoja, joka perustuu valokaarisuojaukseen tai oikosulun aiheuttamaan paineeseen. Kiskon yli- ja alijännitteitä sekä nollajännitettä valvovat lisäksi kiskojännitereleet. Tässä kappaleessa esitetyt suojausperiaatteet on kuvattu VES:n näkökulmasta. Yhtiöstä riippuen ratkaisut voivat poiketa.

Yksittäinen johtolähtö on varustettu kennoterminalilla, joka toimii ohjausyksikkönä kennossa oleville kytkinlaitteille sekä ylivirta- ja maasulkusuojana. Releestä riippuen siinä voi olla myös muita toimintaa tukevia ominaisuuksia, kuten pikajälleenkytkentä

(PJK), aikajälleenkytkentä (AJK), häiriötallennin ym. Ylivirtasuojaus on aseteltu oikosulkusuojaksi. Se on toteutettu kahdella portaalla ( $I>$  ja  $I>>$ ). Tyypillinen aika nopeammalle portaalille on 0,1s ja hitaammalle 0,7s. Ylikuormitussuojaus on toteutettu käytönvalvontajärjestelmään hälyttävänä.

Johtolähdön suojauksen vikaantuessa varasuojana ylivirtatilanteessa toimii kiskoa syöttävän kentän suojarele. Tämän toimiessa kyseinen kisko on kokonaan jännitteetön ja aiheuttaa siten kaikille siihen kiskoon kytkettynä oleville johtolähdöille keskeytyksen. Maasulun varasuojana toimii kiskojaänniterele, joka valvoo kiskossa olevaa nollajännitettä. Normaalisti johtolähdöllä oleva maasulku aiheuttaa kiskoon nollajännitettä, mutta maasulkusuojan toimiessa se häviää. Varasuojaus on asetettu pidemmälle ajalle ja se alkaa irtikytkeä kolmeen ryhmään erikseen määriteltäviä lähtöjä, niin kauan kunnes nollajännite poistuu. Viimeisessä ryhmässä erotetaan muuntajan syöttökatkaisija. (VES 1994).

Kiskosuojauksen tarkoitus on toimia nopeasti kun kojeistossa on valokaaren aiheuttava vika. Suojaus on toteutettu pääasiassa valokaarisuojauksella, joka perustuu kahden ehdon täyttymiseen; valoon ja virtaan. Toinen suojaustapa on paineeseen perustuva suoja, joka tunnistaa kiskostotilassa olevan paineen.

## **2.5 110 kV katkaisijat**

Katkaisijan päätehtävä on katkaista kuormitus- ja vikavirtaa. Katkaisija on sijoitettu tyypillisesti jokaiseen johtolähtöön, kiskojen väliin (kiskokatkaisija) ja päämuuntajakenttään. Käyttöhenkilökunta voi tehdä katkaisijan ohjaukset hallitusti paikallis- tai kaukokäytöllä. Tärkein katkaisijan tehtävä on kuitenkin noudattaa suojareleen laukaisukäskyä vikatilanteessa ja erottaa viallinen verkon osa. Vikavirrat voivat olla esimerkiksi pääkaupunkiseudun 110 kV verkossa jopa yli 30 kA, joten katkaisijalta vaaditaan suuren virran katkaisukykyä. Tämän vuoksi katkaisijan väliaineelta vaaditaan hyvää valokaaren sammutuskykyä.

Katkaisijoita on useita tyyppejä ja niiden rakenteet voivat poiketa paljon toisistaan. Katkaisijan väliaineena voi olla vähäöljyä, tyhjää, paineilmaa ja SF<sub>6</sub>-kaasua. Tyypillisiä näistä 110 kV jännitetasolla ovat vähäöljy ja SF<sub>6</sub>. Uuden sukupolven katkaisijat ovat lähes poikkeuksetta SF<sub>6</sub>-eristeisiä. Vanhemmissa kaasukatkaisijoissa on toisinaan käytetty seoskaasua (SF<sub>6</sub> ja typpi). Typen avulla kaasun pakkaskestävyyttä on saatu kasvatettua, niin että eristyskyky ei ole merkittävästi heikentynyt. Uudemmissa kaasu-

katkaisijoissa rakenne mahdollistaa pienemmän kaasutilan paineen, jonka vuoksi tyyppiä ei enää tarvitse käyttää.

Kioton 1997 ilmastokokouksessa hyväksyttiin kasvihuonekaasupäästöjen vähentämistä koskeva pöytäkirja. Näiden kaasujen joukossa on myös rikkiheksafluoridi eli SF<sub>6</sub>. On kuitenkin todettu, että SF<sub>6</sub>-kaasun päästöt ovat kokonaisuutena vähäiset kaikkiin kasvihuonepäästöihin verrattuna ja sähköala edustaa tästä vain hyvin pientä osaa. SF<sub>6</sub>-kaasulla on erittäin hyvä eristys- ja valokaaren sammutuskyky sekä lämmönsiirto-ominaisuudet. Näistä syistä SF<sub>6</sub>-kaasu on erittäin tärkeässä roolissa sähkönsiirrossa. Kehitystyötä tehdään jatkuvasti, mutta edelleenkin ei ole pystytty kehittämään täysin korvaavaa eristysainetta. (Energiateollisuus 2014).

VES:llä on käytössä ainoastaan SF<sub>6</sub>-eristeisiä katkaisijoita. Suurin osa katkaisijoista sijaitsee ulkokytäkinkentällä ja on tyyppiltään HGF 111/1C (Sprecher), LTB 145 D1 (ABB) tai S1-145F1 (Alstom). Osa katkaisijoista on integroituna kaasueristeiseen 110 kV kojeistoon, joita on yhteensä neljällä sähköasemalla.

## **2.6 110 kV erottimet**

Erottimen tehtävä on erottaa jännitteiset osat jännitteettömistä huoltotöitä varten. Katkaisijoilla ei voida yleensä saavuttaa työturvallisuusmielessä riittävää avausväliä ja katkaisijan huollettavuuden vuoksi on hyvä pystyä erottamaan se jännitteisistä osista molemmilta puolilta. Erottimen avausväli on riittävän suuri erottamaan eri jännitteet toisistaan. Erottimilla on lähes olematon virran katkaisukyky, mutta niillä voidaan kuitenkin erottaa tyhjänäkäyviä johtoja ja muuntajia. 110 kV erottimia käytetään pääsääntöisesti vain sähköasemilla, mutta kaupunkiverkkojen ulkopuolella niitä voidaan käyttää myös yksittäisten haarajohtojen erottamiseen.

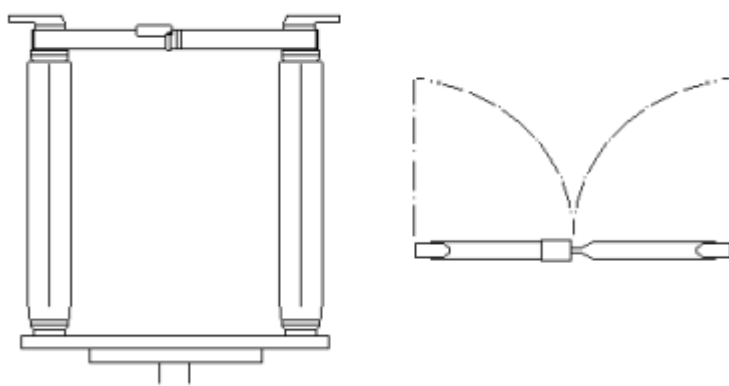
Erottimet voidaan jakaa kolmeen alaryhmään:

- kiertoerottimet
- tartuntaerottimet
- veitsierottimet.

Sähköasemalla käytetään eniten kiertoerotinta. Tyypillisesti yhdessä johtolähtökentässä on yksi yhdistelmäkiertoerotin johto/maadoituserottimena sekä yksi katkaisijan toisella puolella erottamassa johtolähtöä syöttävästä kiskosta. Kaksikiskoisilla asemilla on li-

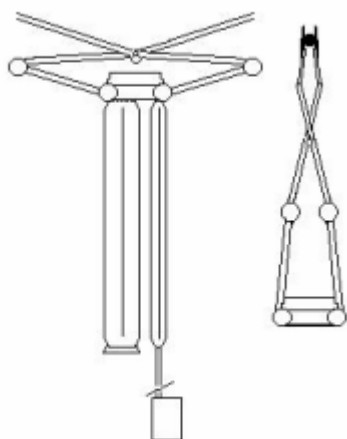
säksi tartuntaerotin, joka kytkee johtolähdön toiseen kiskoon. Veitsierottimia ei juurikaan käytetä 110 kV jännitteiden puolella. Ne ovat tyypillisemmin käytössä jakeluverkolla.

Kiertoerotin toimii horisontaalisessa suunnassa kiertoeristimien avulla. Kiertoerottimet voivat olla kolmipilarisia, mutta kaksipilariset ovat selkeästi yleisempiä. VES:n sähköasemilla käytössä olevat kiertoerottimet ovat kahdella pilarilla. Kiertoerottimen hyvänä puolena on yksinkertainen rakenne, varmatoimisuus ja suhteellisen edullinen hinta. (Kuosa 2007).



*Kuva 2.7. Kiertoerotin (Kuosa 2007)*

Tartuntaerotinta käytetään VES:n sähköasemilla kytkemään johtolähtö, muuntajalähtö tai kiskokatkaisijalähtö 1-kiskoon. Tartuntaerottimet voidaan jakaa suoravartisiin ja saksierottimiin. Suoravartiset liikkuvat suoraviivaisesti yhden nivelen avulla kun taas saksierotin nousee saksimaisesti pystyasennossa kiinni kiskoon. Tartuntaerottimen etuna on pieni tilantarve, mutta heikkouksia ovat vikaherkempi ja monimutkaisempi rakenne sekä kiertoerotinta kalliimpi hinta. (Kuosa 2007).



Kuva 2.8. Tartuntaerotin (Kuosa 2007)

## 2.7 Akustot

Akustot kuuluvat sähköaseman toisilaitteisiin ja niiden tehtävänä on varmentaa sähkönsyöttö järjestelmän toiminnan kannalta kriittisille laitteille. Suojareleet ja kytkinlaitteiden ohjaukset toimivat tasasähköllä ja akustojen avulla niiden toiminta ei keskeydy edes poikkeustilanteissa. Tällaisia poikkeustilanteita voivat olla esimerkiksi sähköaseman 110 kV jännitteen puuttuminen, vika 110 kV kiskostossa tai yksinkertaisimmillaan omakäyttömuuntajan vaurioituminen. Akustojen nimellisjännitteenä sähköasemilla on 110 V ja käytönvalvontalaitteet ovat osalla sähköasemista erillisen 48 V järjestelmän takana.

Ilman poikkeustilanteita akustoa ei tarvita sähköaseman elinkaaren aikana lainkaan. Poikkeustilanteessa apusähkön puuttuminen aiheuttaisi kuitenkin niin mittavia riskejä henkilöturvallisuuteen ja omaisuuteen, ettei sen olemassaoloa voida kyseenalaistaa. Kaikilla VES:n sähköasemilla on kaksi erillistä ja toisistaan riippumatonta akustoa. Molemmat akustot ovat oman tasasähkökeskuksen takana. Kahdella erillisellä tasasähköjärjestelmällä ei ole keskenään automaattista varmennusta, mutta ne on ryhmitelty siten, että esimerkiksi toisen tasasähkökeskuksen vikaantuminen jättää vähintään varasuojauksen toimintaan.

Suurimmalla osalla VES:n sähköasemista akustot ovat avoimia. VES:n kokemusten mukaan niiden luotettavuus ja elinikä ovat osoittautuneet selkeästi paremmiksi kuin vastaavankokoisten suljettujen. Avoimet akustot vaativat oman huoneen ja se luokitel-

laan räjähdysvaaralliseksi tilaksi, ellei huoneessa ole riittävää valvottua ilmanvaihtoa (SFS-EN 2001). Tämä vaatimus perustuu avoimien akkujen tuottamaan vetyyn.

Suljetut akustot voidaan sijoittaa vapaammin kuin avoimet. Suljettujen akkujen ongelma on ollut niiden lyhyt elinikä, joka on VES:n kokemusten mukaan vain noin puolet avoimien akkujen vastaavasta. Kahdella sähköasemalla käytetään pääakustoina suljettuja ja kahdella kytkinlaitoksella on kussakin yhdet akustot ja ne ovat suljettuja. Käytönvalvonnan takana olevilla muuntamoilla käytetään ainoastaan suljettuja akustoja.

### 3 Kunnossapitomenetelmät

#### 3.1 Yleistä

Kunnossapidolla ymmärrettiin aiemmin ainoastaan viankorjausprosessi, joka tarkoitti vikaantuneen laitteen paikantamista ja korvaamista. Vuosikymmeniä sitten kunnossapitoa pidettiin ainoastaan pakollisena pahana. Silloin teknologiakaan ei ollut vielä riittävän kehittynyttä, että voitaisiin ennaltaehkäistä tärkeiden laitteiden rikkoutuminen. Toisaalta aiemmin vikaantuneita laitteita voitiin pitää seisokissa ja laitteet olivat rakenteeltaan yksikertaisia ylimitoitettuja. (Pätäri 2010). Standardi määrittelee kunnossapitoa seuraavasti:

*”Kunnossapito koostuu kaikista kohteen eliniän aikaisista teknisistä, hallinnollisista ja liikkeenjohdollisista toimenpiteistä, joiden tarkoituksena on ylläpitää tai palauttaa kohteen toimintakyky sellaiseksi, että kohde pystyy suorittamaan vaaditun toiminnon”* (SFS 2001b).

Kunnossapito aiheuttaa tuotantolaitokselle kuluja varsinaisten huoltojen lisäksi tuotannonkeskeytysten kautta. Nykyään nähdään kunnossapidon tuoma lisäarvo toiminnalle lisääntyneenä tuottavuutena ja turvallisuutena sekä luomassa parempaa ympäristöä. Talouden näkökulmasta kunnossapito vähentää suoraan yrityksen tulosta kun taas investointityyppiset hankkeet, esimerkiksi järjestelmäkokonaisuuden uusiminen, menevät suoraan taseeseen.

Erityisesti verkkoyhtiön näkökulmasta kunnossapidon merkitys on suuri. Sähköasemalla olevan yksittäisen komponentin rikkoutuminen voi johtaa pahimmillaan jopa useiden satojen tuhansien eurojen keskeytyskustannuksiin. Jos verkossa olevan vian seurauksena jokin suojarule ei esimerkiksi toimi, se voi aiheuttaa myös monen muun komponentin rikkoutumisen ja aiheuttaa sitäkin kautta lisää kustannuksia. Kaikkia vikoja ei voida ehkäisevän kunnossapidon menetelmillä havaita, mutta riskiä suuriin vahinkoihin pienennetään.

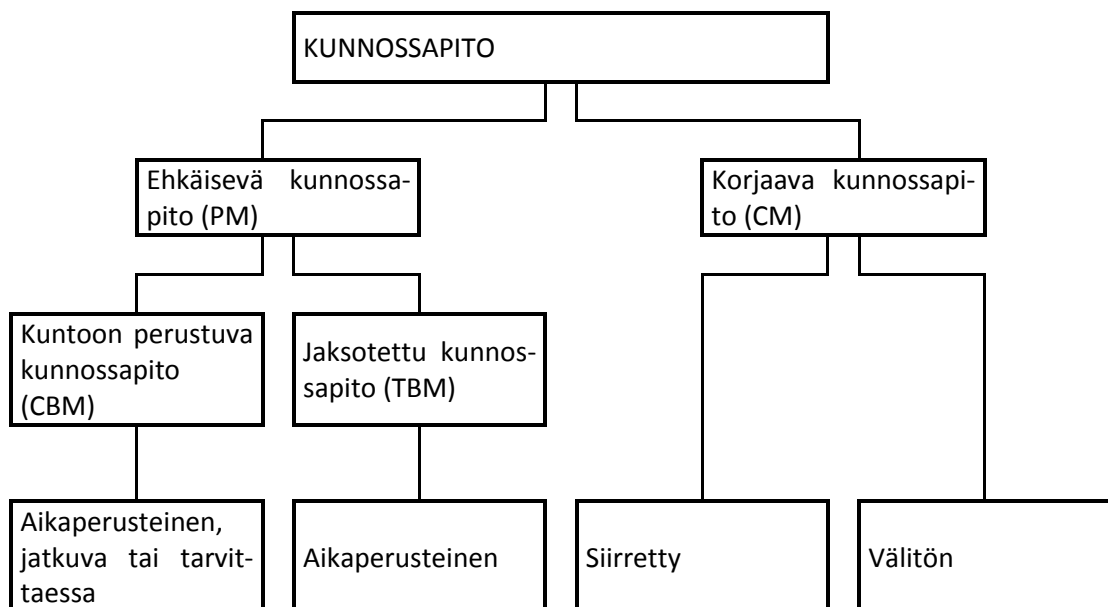
Sähköverkkojen kunnossapito ei ole ainoastaan yrityksen strateginen valinta vaan toimintaa säätelee myös laki ja asetukset. Sähköasemien kunnossapito perustuu:

- sähköturvallisuuden ylläpitämiseen
- sähköverkon arvon ylläpitämiseen (laitteen teknistaloudellisen eliniän säävuttaminen)



- luotettavuuden ylläpitämiseen sekä keskeytyskustannusten pitämiseen alhaalla..

Kunnossapitolajien jaottelua voidaan tehdä usealla eri tavalla. Standardissa SFS-EN 13306 jakaa kunnossapitolajit kahteen osaan; ennen laitteen vikaantumista ja sen jälkeen tehtävään kunnossapitoon. Ennen laitteen vikaantumista tehdään ehkäisevää kunnossapitoa, joka voidaan edelleen jaotella kuntoon perustuvaan ja jaksotettuun kunnossapitoon. Vikaantumisen jälkeen tehdään korjaavaa kunnossapitoa, joka voidaan edelleen jakaa siirrettyyn ja välittömään kunnossapitoon. (Järviö 2007).



Kuva 3.1. Kunnossapitolajit (Järviö 2007)

Kunnossapitotoiminnassa voidaan kuitenkin selkeästi tunnistaa seuraavat päälaajat:

- huolto
- ehkäisevä kunnossapito
- korjaava kunnossapito
- parantava kunnossapito
- vikojen ja vikaantumisen selvittäminen.

### 3.1.1 Huolto

Huoltamalla voidaan pitää yllä laitteen toimintakykyä tai palauttaa heikentynyt toimintakyky ennen vian aiheutumista. Jaksotettu huolto toteutetaan aikaperusteisesti, jolloin

otetaan huomioon laitteen käyttöaika tai sen toimintakertojen määrä. Jaksotetun huollon yleisiä toimenpiteitä ovat puhdistus, voitelu, huoltaminen, kalibrointi ja kuluvien osien vaihtaminen.

### **3.1.2 Ehkäisevä kunnossapito**

Ehkäisevä kunnossapito ja huolto ovat osittain päällekkäisiä asioita. Ehkäisevässä kunnossapidossa keskitytään laitteen toimintakyvyn tarkasteluun erilaisten parametrien avulla. Kunnossapitoa voidaan tehdä säännöllisesti aikataulun mukaan tai tarpeen vaatiessa. Ehkäisevään kunnossapitoon kuuluu esimerkiksi tarkastaminen, kunnonvalvonta, määräystenmukaisuuden toteaminen, testaaminen, käynninvalvonta ja vikaantumistietojen analysointi.

### **3.1.3 Parantava kunnossapito**

Parantavassa kunnossapidossa laitteen luotettavuutta kasvatetaan uusimalla joku yksittäinen komponentti. Tällainen toimenpide voi olla esimerkiksi releen virtalähteen uusiminen. Parantavaan kunnossapitoon kuuluu myös laitteen uudelleen suunnitteluun liittyvät asiat ja laitteen modernisaatiot (laitteen suorituskyvyn parantaminen).

### **3.1.4 Korjaava kunnossapito**

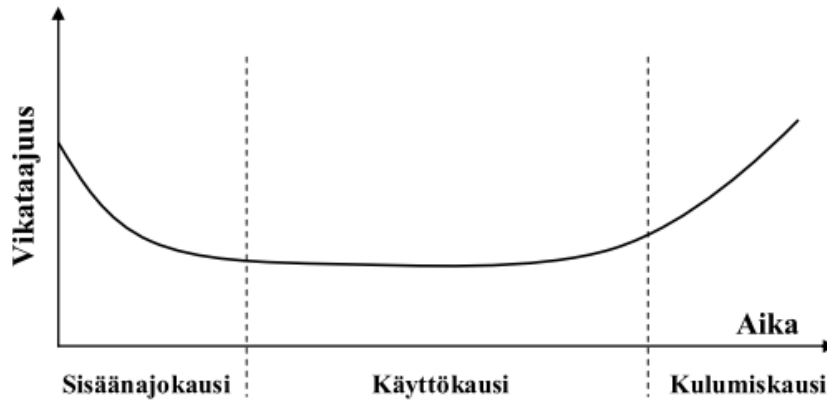
Korjaavassa kunnossapidossa laitteen vikaantuvaksi todettu komponentti palautetaan käyttökuntoon korjaamalla tai vaihtamalla se. Pitkällä tähtäimellä voidaan laskea hyvinkin tarkkaan yksittäisten komponenttien elinikä näiden tietojen perusteella. Korjaava kunnossapito voi olla häiriökorjaus (vikaantumisen jälkeen) tai ennakoivasti tehty kunnostus.

## **3.2 *Laitteiden vikaantuminen***

Jos laite valmistetaan suunnitelman mukaisesti, se on valmistettu oikein, sitä käytetään oikeissa olosuhteissa ja sille tehdään tarvittavat ylläpitotoimenpiteet, niin laite ei riko. Vioilla kuitenkin on aina oma syntymekanisminsa ja se juontaa jonkin edellä mainitun lenkin pettämistä. Kunnossapidon keskeinen tehtävä olisi päästä riittävän aikaisessa vaiheessa kiinni vian syntymekanismiin, jolloin vikaantuminen voitaisiin välttää (Järviö 2007).

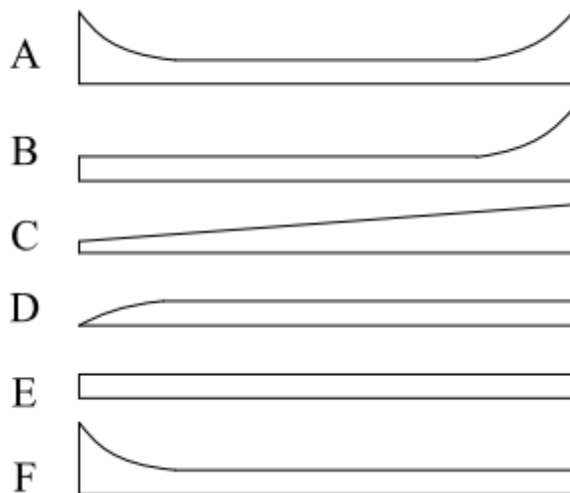
Laitteen vikaantumisen elinkaarimallin ajateltiin aiemmin olevan niin sanotun kylpyammekäyrän mallinen. Tämä malli jakaantuu kolmeen osaan; elinkaaren alkuvaiheen

suurempaan vikaantumisriskiin (valmistusviat, suunnitteluvirheet), alhaisen ja tasaisen vikaantumisen aikaan ja elinkaaren loppupuolella kasvavaan vikaantumisriskiin (Järviö 2007).



Kuva 3.2. Perinteinen käsitys laitteen eliniästä

Kuitenkin jo 1960-luvulla tämä malli kyseenalaistettiin. Käytännössä huomattiin, ettei komponenttien järjestelmällisellä uusimisella saatu vikaantumista hallintaan. Vuonna 1978 amerikkalaiset Nolan ja Heap julkaisivat vikaantumistutkimuksensa, jonka lopputuloksena saatiin kuusi erilaista laitteen vikaantumismallia (Järviö 2007).



Kuva 3.3. Nolanin ja Heapin (1978) tutkimuksiin perustuvat vikaantumiskäyrät

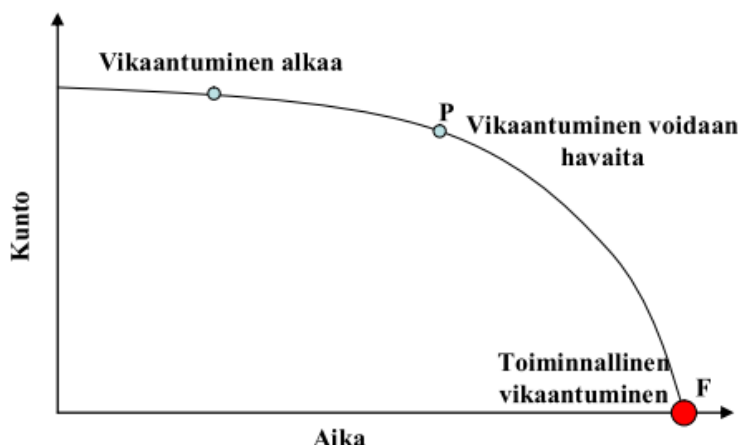
Käyriltä A, B ja C voidaan todeta, että laitteen vikaantuminen korreloi selkeästi laitteen ikään. Vikaantumiskäyrä on joko tasaisesti kasvavaa tai elinkaaren loppupuolella tapah-

tuva hajoamista. Kolme viimeistä käyrää esittää laitteen satunnaista vikaantumista, johon ei ikääntymisellä ole vaikutusta (Järviö 2007).

Käyrillä A ja F havaitaan elinkaaren alkuvaiheessa merkittävästi vikoja. Näitä vikoja selittää komponentin valmistusvika, suunnitteluvirheet ja virheellinen asennus tai käyttö. Käyrillä A ja B havaitaan elinkaaren loppuvaiheessa merkittävässä määrin kasvava vikataajuus. Tällaiset viat voivat liittyä esimerkiksi päämuuntajan paperieristeen hajoamiseen ja sitä kautta sähköisen eristyskyvyn pettämiseen. C tyyppin käyrällä vikaantuminen kasvaa tasaisesti koko elinkaaren ajan. Tällaiset viat voivat liittyä esimerkiksi laitteen mekaaniseen vikaantumiseen (Järviö 2007).

Aiemmin uskottiin, että tekemällä riittävästi ja riittävän usein kunnossapitoa, voidaan laitteiden luotettavuutta parantaa. Tutkimuksen mukaan asia ei ole kuitenkaan näin yksinkertainen. Aina kun laite avataan, suljetaan tai korjataan, altistetaan laite samalla vikaantumismekanismeille A ja F. Nämä voivat johtua esimerkiksi virheellisestä asennuksesta. Sähköasemalaitteista puhuttaessa on hyvä ottaa tässä kohtaa huomioon myös käyttökytkennöistä syntyvä virheen mahdollisuus. Kun huollettavaa laitetta erotetaan verkosta, voidaan vahingossa avata väärä kytkinlaite tai tehdä muu vastaavanlainen virhe, joka aiheuttaa kustannuksia (Järviö 2007). Edellä mainitun perusteella voidaan siis hyvin todeta, että toimivan ja ehjän laitteen korjaaminen ei välttämättä kannata.

Edellä mainitun asian toteuttaminen ei kuitenkaan ole kovin yksinkertainen. Mikäli ehjään laitteeseen ei haluta koskea, tulisi se pystyä todentamaan ehjäksi ja toimivaksi. Laitteen eheys tulee myös todentaa riittävän usein, ettei laite pääse lopullisesti vikaantumaan ja aiheuttamaan tuotantokeskeytystä. P-F (Potential Failure to Failure) diagrammilla esitetään alkavan vian johtaminen lopulliseen vikaantumiseen (Moubray 1997).



Kuva 3.4. P-F diagrammi

Käyrän mukaan vika tulisi havaita pisteiden P ja F välisenä aikana, että laitteen lopullinen vikaantuminen voitaisiin välttää. Absoluuttinen aika pisteiden välillä riippuu laitteesta ja yksittäisestä vikaantumismekanismista. Vikaantuminen tulisi pystyä havaitsemaan jollakin kunnonvalvontamenetelmällä. Kunnossapidon tarkastusväli tulisi olla lyhyempi kuin pisteiden välinen aika, koska muutoin vikaa ei ehditä huomata ajoissa. Toisaalta jos väli on hyvin lyhyt, ei tarkistusten tekeminen ole välttämättä tarkoituksenmukaisesta (Moubray 1997).

Tyypillisesti pisteiden välinen aika on pitkä mekaanisesti kuluvilla osilla, kuten erottimilla ja katkaisijoilla. Näiden alkavaan vikaantumiseen voidaan päästä käsiksi vaikka tarkastusväli olisi useita vuosia. Toisaalta sähköisillä laitteilla, kuten esimerkiksi suojarileet, vikaantuminen voi olla satunnaista ja äkillistä

### 3.3 Luotettavuuskeskeinen kunnossapito (RCM)

Luotettavuuskeskeinen kunnossapito eli Reliability Centered Maintenance kehitettiin Yhdysvaltojen lentokoneteollisuudessa 1960-luvun loppupuolella. Ennen tätä oli käytössä kalliit ja laajat huolto-ohjelmat, joissa kaikki komponentit huollettiin samoilla periaatteilla. Uusien ja monimutkaisien lentokoneiden myötä saman kaavan jatkaminen olisi vaatinut kohtuuttoman paljon resursseja ja rahaa. Keskeinen ajatus luotettavuuskeskeisyydessä oli kunnossapidon painottuminen yksittäisistä laitteista järjestelmätason tarkasteluun. Kriittisen järjestelmän kannalta epäoleellisille laitteille voidaan tehdä ainoastaan korjaavaa kunnossapitoa ja toisaalta kriittisille laitteille voidaan kohdentaa

enemmän huoltoa ja kunnonvalvontaa. RCM:n keskeisimmät päämäärät ovat (Moubray 1997):

- Kunnossapitoa tulee kohdentaa laitteisiin, joissa sitä eniten tarvitaan. Laitteet priorisoidaan kustannusten, turvallisuuden, ympäristövaatimusten ja laadun perusteella.
- Laitteiden vikaantumismekanismit on selvitettävä, sekä on luotava oikeat ja tehokkaat kunnossapitomenetelmät.
- Luoda valmiit toimintaohjeet vikaantumisen varalle niille laitteille, joille ei löydy tehokkaita ehkäisevän kunnossapidon menetelmiä.
- Kunnossapidon tehostamisen seurauksena lasketaan kunnossapidon kustannukset sekä prosessin tuottavuuden ja luotettavuuden lisääntyminen.

RCM-prosessin keskeinen asia ei ole niinkään kaikkien vikojen ehkäisy vaan estää vikojen vaikutukset. Menetelmässä halutaan turvata järjestelmän ja sen kannalta keskeisten laitteiden toiminta. RCM-analyysissa pyritään vastaamaan seuraaviin kysymyksiin (Moubray 1997):

- Mikä on laitteen tehtävä järjestelmässä?
- Mitä vikoja laitteessa esiintyy ja mitä ne aiheuttavat?
- Mitkä ovat näiden vikojen todennäköiset seuraukset?
- Mitä voidaan tehdä seurausten välttämiseksi?
- Mitä voidaan tehdä vikaantumismallin havaitsemiseksi riittävän aikaisessa vaiheessa tai vikaantumisen estämiseksi?

### **3.3.1 Laitteen tehtävä järjestelmässä**

Ensimmäisen vaiheen tarkoituksena on määritellä laitteet ja niiden toiminnot. Toiminnot voidaan edelleen jakaa kahteen osaan; primääritoiminnot ja sekundääritoiminnot. Primääritoiminnolla tarkoitetaan esimerkiksi erottimen tapauksessa virrattoman virtapiirin avaamista tai sulkemista. Sekundääritoimintoja ovat tilatiedon antaminen käytönvalvontaan ja hälytyksen antaminen virheellisestä toiminnosta (Kuosa 2007).

### **3.3.2 Laitteessa esiintyvät viat ja niiden aiheuttajat**

Vialla tarkoitetaan laitteen toimimattomuutta tai virheellistä toimintaa. Oikeiden kunnossapitotoimien määrittämiseksi on tärkeää selvittää millaisia vikoja laitteessa voi esiintyä ja mikä viat aiheuttaa. Erottimen tapauksessa vika on ilmiselvästi se, ettei erotin

avaudu tai sulkeudu. Toisaalta myös se, jos erotin avautuu tai sulkeutuu vajaanapaisesti. Kun viat on määritelty, aletaan sen jälkeen miettiä kaikkia mahdollisia syitä, jotka voivat aiheuttaa vikaantumisen. Mukaan luetaan kaikki laitteelle jo tapahtuneet vikaantumiset. Lisäksi otetaan mukaan myös ne, joita yritetään estää jo käytössä olevilla kunnossapitomenetelmillä sekä ne joita ei ole esiintynyt, mutta joita voidaan pitää mahdollisena. Tässä kohtaa on hyvä huomata, että myös inhimillisistä erehdyksistä ja väärinkäytöistä johtuvat syyt otetaan huomioon (Kuosa 2007).

### 3.3.3 Vikojen seuraukset

Kolmannessa vaiheessa tutkitaan vikojen seurauksia, eli millä tavoin vika vaikuttaa järjestelmään ja järjestelmän ulkopuolisiin asioihin. Vikaantuminen vaikuttaa aina jollakin tavalla, mutta niiden seuraukset ovat erilaisia. Vikojen seuraukset jaetaan RCM-prosessissa neljään ryhmään:

- Piilevien vikojen seuraukset: näillä ei välttämättä ole suoraa vaikutusta, mutta voivat toisen vian yhteydessä aiheuttaa ketjureaktion ja kehittää vakavan tilanteen.
- Turvallisuus ja ympäristöseuraukset: vikaantuminen aiheuttaa vaaraa ihmisten hengelle ja terveydelle, tai ympäristölle.
- Toiminnalliset seuraukset: Tuotannon keskeytyminen ja tästä aiheutuvat kustannukset (välilliset ja välittömät).
- Ei-toiminnalliset seuraukset: Nämä eivät vaikuta turvallisuuteen tai järjestelmän toimivuuteen. Kustannukset muodostuvat vain välittömistä korjauskuluista.

## 3.4 Kunnonvalvonta

Kunnonvalvonta kuuluu keskeisenä osana ehkäisevään kunnossapitoon. Kunnonvalvonnan ideana on määritellä laitteen sen hetkinen toimintakyky ja ottaa kantaa myös kunnon kehittymiseen. Näitä tietoja voidaan hyödyntää, kun määritellään seuraavan huollon ajankohtaa. Kunnonvalvontamenetelmät voidaan jakaa kahteen osaan; objektiivisiin (mittaukset) ja subjektiivisiin (aistihavainnot). Objektiiviset menetelmät voidaan edelleen jakaa säännöllisin väliajoin tehtäviin ja jatkuva-aikaisiin (online).

Kunnonvalvonnalla pyritään kasvattamaan järjestelmän luotettavuutta, optimoimaan kunnossapitoa ja saavuttamaan sitä kautta säästöjä. Kunnonvalvonnalla ei voida kuiten-

kaan välttämättä ehkäistä satunnaisesti ilmeneviä vikoja. Mikäli käytetään online-menetelmää, voidaan äkillisesti vikaantunut komponentti poistaa käytöstä ja korvata sen toiminta muutoin, ennen kuin siitä aiheutuu tuotantokatkos.

Sähköasemilla tyypillisiä kunnonvalvontamenetelmiä ovat esimerkiksi sähköasemien asematarkastukset, suojarелеiden itsevalvonta ja päämuuntajan kaasuanalysaattori. Näistä online-kunnonvalvontaan kuuluu релеiden itsevalvonta ja kaasuanalysaattori. Releen itsevalvonta tarkkailee eri toimintalohkoja jatkuvasti ja antaa viasta indikoinnin käytönvalvontaan. Päämuuntajan kaasuanalysaattori mittaa jatkuvasti muuntajaöljyn eri kaasujen pitoisuuksia ja lähettää tästä tietoa käytönvalvontaan. Tällä tavoin muuntajan alka-vaan vikaantumiseen voidaan reagoida ennen suuremman vahingon syntymistä. Muuntajaa suojaavat suojarелеet, kuten kaasurele, eivät pysty havahtumaan yhtä nopeasti alkavaan vikaan kuin kaasuanalysaattori.

Satunnainen kunnonvalvonta tarkoittaa esimerkiksi öljynäytteen ottamista päämuuntajasta määräväleihin. Sillä pystytään tarkkailemaan muuntajan kuntoa ja sen vanhenemista pidemmällä aikavälillä ja käyttää tätä apuvälineenä kunnossapidon suunnittelussa. Kuitenkin äkillisesti alkanut vika esimerkiksi muuntajaan kohdistuneen rasituksen (verkon oikosulut) seurauksena ei indikoidu etukäteen tällä tavoin. Kuntoon perustuva kunnonvalvonta tarkoittaa esimerkiksi öljynäytteen ottamista vanhoista muuntajista, tai sellaisista joissa on todettu aiemmin jotain epätavallista.

Yksittäisen komponentin epäkäytettävyys saadaan laskettua kaavalla 3.1. Tämä kaava pätee tapauksissa, joissa komponentin vikataajuus ei ole riippuvainen iästä (Haveri 2006).

$$\bar{A} = 1 - e^{\lambda_d t} + q_0 \quad (3.1)$$

missä	$\bar{A}$	epäkäytettävyys
	$\lambda_d$	vikaantumistaajuus käytön aikana
	$q_0$	vikaantumistodennäköisyys tarvehetkellä

Kuitenkin käytännön tilanteessa tarvehetken vikaantumistodennäköisyys ei ole tiedossa, joten se voidaan yhdistää vikaantumistaajuuteen käytön aikana. Eli komponentin vikaantumistaajuudeksi saadaan tällöin  $\lambda$ . Sähköasemakomponenttien vikataajuus on tunnetusti alhainen, joten voidaan tehdä myös oletus, että  $\lambda t \ll 1$ . Kaava supistuu siis muotoon:



$$\bar{A} = \lambda t \quad (3.2)$$

Komponentin epäkäytettävyyteen vaikuttaa siis vikataajuus  $\lambda$  sekä tarkastusväli  $t$ . Mikäli komponentin kuntoa voidaan valvoa itsevalvonnalla tai online-kunnonvalvonnalla, on aikaväli  $t$  lyhyempi kuin käytettäessä pelkkää määrääaikaiskunnonvalvontaa. Kaikkia vikoja ei kuitenkaan voida havaita edellä mainituilla kunnonvalvontamenetelmillä. Luotettavamman lopputuloksen saamiseen tarvitaan siis myös tieto, miten paljon vikoja voidaan havaita kunnonvalvonnalla. Vianhavaitsemiskerroin saadaan kaavalla 3.3. (Haveri 2006).

$$\xi = \frac{\lambda_2}{(\lambda_1 + \lambda_2)} \quad (3.3)$$

missä	$\lambda_1$	viat, joita ei havaita online-kunnonvalvontamenetelmillä
	$\lambda_2$	viat, jotka havaitaan online-kunnonvalvontamenetelmillä

Epäkäytettävyys, kun otetaan huomioon vianhavaitsemiskerroin, saadaan laskettua kaavalla 3.4.

$$\bar{A} = 0,5 * (1 - \xi) * \lambda * t + \xi * \lambda * t_{korjaus} \quad (3.4)$$

Kaavassa 0,5 tulee laitteen vikaantumisen todennäköisyyden jakaantumisesta tasan testausvälille. Korjausaika on osittain sähköasemakomponenttien tapauksessa merkityksetön, koska osa järjestelmistä on kahdennettuja. Vianhavaitsemiskerroin riippuu komponentista, mutta esimerkiksi suojareleiden tapauksessa vanhemman sukupolven itsevalvovilla vianhavaitsemiskerroin on noin 0,5 kun taas uusilla se voi olla 0,9. (Haveri 2006).

## **4 Verkkoliiketoiminta ja regulaatio**

### **4.1 Yleistä**

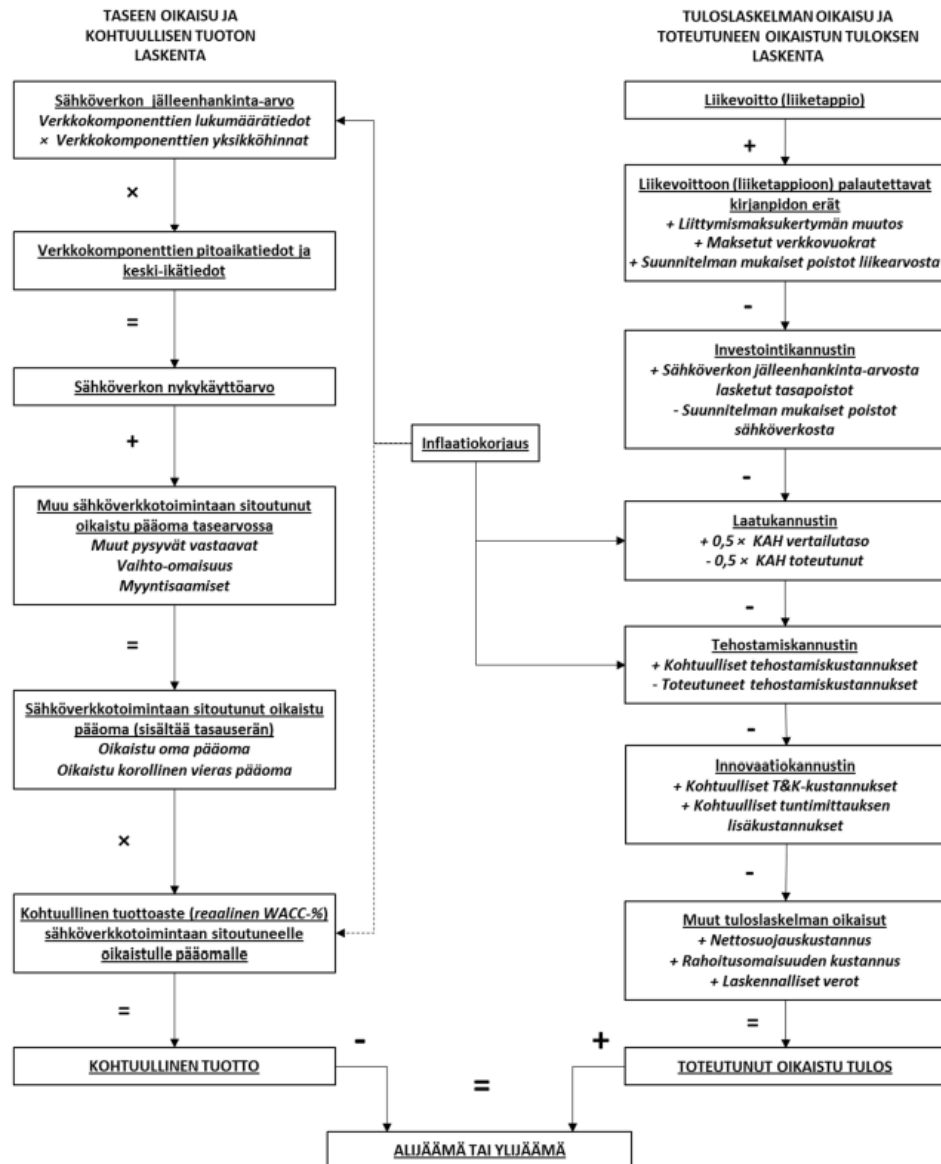
Sähköverkkotoiminta on luonteeltaan monopolitoimintaa. Sähkömarkkinalainsäädännössä verkkotoiminta on määritelty luvanvaraiseksi, ja sen harjoittamiseen tarvitaan Energiaviraston (jäljempänä EV) lupa. Verkonhaltijalle on asetettu toimintaan liittyviä velvollisuuksia, joita ovat esimerkiksi verkon kehittämisvelvollisuus, sähkönkäyttöpaikkojen ja tuotantolaitosten liittämismvelvollisuus sekä sähkön siirtovelvollisuus. EV:n tehtävänä on valvoa näiden velvollisuuksien noudattamista.

EV valvoo kuluttajilta perittävien sähkönsiirtohintojen kohtuullisuutta. Vuodesta 2005 alkaen on valvontamalli perustunut valvontajaksoihin. Kullekin valvontajaksolle määritellään hinnoittelun ja kohtuullisuuden kriteerit etukäteen. Ensimmäinen valvontajakso oli vuosina 2005–2007, jonka jälkeen valvontajakson pituus on ollut 4 vuotta.

EV määrittää verkkoyhtiön toiminnan tehokkuuteen perustuvien mittareiden perusteella sallitun tuoton. Sallitun tuoton laskenta perustuu sähköverkon komponenttien nykykäyttöarvoon, joka määritetään komponentin iän, pitoajan ja jälleenhankinta-arvon perusteella. (Energiavirasto 2011).

### **4.2 Valvontamalli 2012–2015**

Eri valvontajaksojen periaatteet säilyvät samana, mutta menetelmää pyritään aina kehittämään uusille valvontajaksoille. EV laskee valvontajakson jokaiselle vuodelle verkkoyhtiön sallitun tuoton ja vertaa sitä toteutuneeseen tulokseen. Nämä lasketaan yhteen valvontajakson ajalta. Liian suuri tuotto joudutaan palauttamaan seuraavan valvontajakson aikana ja toisaalta myös liian vähän otettu tuotto voidaan periä jälkikäteen. Oikaisu tehdään käytännössä sähkön siirtohintaa nostamalla tai laskemalla.



Kuva 4.1. Valvontajakson 2012–2015 keskeisimmät menetelmät (Energiavirasto 2011).

Yllä olevasta kuvasta nähdään, että verkkoyhtiön saama tuotto määritetään kohtuullisen tuoton vertaamisesta oikaistuun tulokseen. Kohtuullisen tuoton ollessa suurempi, voidaan todeta, että tuottoa on otettu liian vähän. Oikaistu tulos lasketaan kirjanpidollisesta liikevoitosta ja siihen vaikuttaa kirjanpidolliset voittoon palautettavat erät ja erilaiset EV:n laatimat kannustimet. Kohtuullinen tuottoaste lasketaan kaavalla 4.1.

$$WACC_{post-tax} = C_E * \frac{E}{D+E} + C_D * (1 - t) * \frac{D}{D+E} \quad (4.1)$$

missä	$WACC_{post-tax}$	reaalinen tuottoaste yhteisöverojen jälkeen
	$C_E$	oman pääoman kustannus
	$C_D$	korollisen vieraan pääoman kustannus
	$t$	tarkastelujaksolla voimassa oleva yhteisöverokanta
	$D$	korollisen vieraan pääoman määrä
	$E$	oman pääoman määrä

Laskelmassa otetaan huomioon oman pääoman ja korollisen vieraan pääoman erilaiset kustannukset. Verkonhaltijoille on kuitenkin määritetty kiinteä pääomarakenne, joka on 30/70 (korollinen vieras/oma pääoma). Varsinaiseen tuottoasteeseen ei siis päästä vaikuttamaan merkittävästi.

Edellä mainituissa laskelmissa olevien kannustimien tarkoitus on ohjata verkkoyhtiön toimintaa haluttuun suuntaan. Kannustimet vaikuttavat suoraan oikaistun tuloksen laskentaan, eli käytännössä lisäävät sallitun tuoton määrää. Kolmannelle valvontajaksolle on määritetty seuraavat kannustimet:

- tehostamiskannustin
- laatukannustin
- investointikannustin
- innovaatiokannustin.

Yhtenä Energiaviraston tavoitteena on tehostaa verkkoyhtiöiden toimintaa. Valvontamalliin on luotu erilaisia elementtejä, joilla tehostamisen kannustinta saadaan lisättyä. Tehostamistavoite tehdään verkkoyhtiökohtaisesti, joten myös tehostamispotentiaali arvioidaan yhtiökohtaisesti. Prosessi lähtee siitä, että ensin määritetään alan yleinen tuottavuuden kasvumahdollisuus ja sen jälkeen selvitetään erot verkkoyhtiöiden välisessä tehokkuudessa. Kannustin koostuu siis yleisestä tehostamiskannustimesta ja sen lisäksi yhtiökohtaisesta kannustimesta. (Pyykkö 2014).

Laadullisen kannustimen tavoite on pitää keskeytysten aiheuttamat kustannukset alhaisella tasolla. Malli lähtee siitä, että verkonhaltijan omat kustannukset ja keskeytyksestä aiheutuvat kustannukset tulisivat olla mahdollisimman alhaiset. Oikaistun tuloksen laskennassa huomioidaan verkkoyhtiön vertailutaso KAH-kustannuksille ja verrataan sitä

toteutuneeseen. Kuvasta 4.1 nähdään, että näiden erotus vaikuttaa kertoimella 0,5 sallittuun tuottoon. Tässä mallissa huomioidaan suunnitellut ja vikakeskeytykset sekä lyhyistä keskeytyksistä pika- ja aikajälleenkytkentöjen määrä. Keskeytyksestä aiheutuneen haitan rahallinen arvostaminen on hankalaa. Yksi osa on toimittamatta jäänyt sähkö, mutta suurempaa osaa näyttelee asiakkaalle koitunut haitta keskeytyksestä. Asiakkaille aiheutuvista haitoista on tehty tutkimuksia ja niiden perusteella on luotu erillinen laskentamalli kustannusten laskemiseen. (Pyykkö 2014).

Uutena kannustimena kolmannelle valvontajaksolle luotiin investointikannustin. Sen tavoite on kannustaa kehittämään verkkoa ja investoimaan siihen riittävässä määrin. Kannustinmalli koostuu kahdesta eri osasta. Ensimmäinen osa on oikaistun tuloksen laskennassa huomioitavat poistot, jonka tarkoitus on kannustaa korvausinvestointien tekemiseen. Toisessa osassa seurataan yhtiön yleistä investointitasoa ja voitonjakoluonteisia eriä. (Pyykkö 2014).

Innovaatiokannustimen tarkoitus on kannustaa verkkoyhtiötä uusien ratkaisujen ja menetelmien kehittämiseen ja soveltamiseen. Kannustin koostuu yleisten tutkimus- ja kehittämiskustannusten seurannasta sekä etäluettavien korkeintaan 63 A pääsulakkeilla toteutetun reaaliaikaisen mittauksen kustannuksista. (Pyykkö 2014).

### ***4.3 Komponenttien pitoaikojen määritelmä***

Pitoaika tarkoittaa yksinkertaisuudessaan aikaa komponentin hankkimisesta sen käytön päättämiseen. Käytön päättämiseen ei välttämättä vaikuta komponentin sen hetkinen kunto.

Kirjanpidollisella pitoajalla ei ole suoranaista vaikutusta verkkokomponenttien teknistaloudellisiin pitoaikoihin. Kirjanpidollinen pitoaika tarkoittaa aikaa komponentin hankkimisesta sen arvон poistamiseen kirjanpidosta. Komponentti voi kuitenkin olla tämänkin jälkeen vielä käytössä. Yrityksen omaisuudesta tehtävät poistot vaikuttavat vuosikohtaisesti yrityksen tulokseen ja sitä kautta maksettaviin veroihin. (Laine 2005).

Tekninen pitoaika tarkoittaa nimensä mukaisesti komponentin teknistä käyttöikää. Tästä käytetään joissakin yhteyksissä myös nimeä tekninen elinkaari. Teknistä pitoaikaa ei voida useinkaan etukäteen ennustaa vaan se päättyy, kun komponentti lakkaa toimimasta suunnitellun mukaisesti. (Laine 2005).

Taloudellinen pitoaika tarkoittaa lainsäädännön mukaan sitä aikaväliä, jona komponentin ennakoitua hyödyntävän kirjanpitovelvollisen tuloa. Joissakin yhteyksissä sillä myös kuvataan kirjanpidollista poistoaikaa. Sähköverkkoliiketoiminnassa taloudellinen pitoaika voi esimerkiksi päättyä kun komponentista ei saada enää tuottoa (EV:n mukainen pitoaika on kulutettu loppuun) tai komponentista on olemassa teknisesti kehittyneempi malli, joka on kannattavampaa ottaa käyttöön. (Laine 2005).

Teknistaloudellinen pitoaika on usein lyhyempi kuin tekninen pitoaika, mutta pidempi kuin kirjanpidollinen pitoaika. Useimmiten olisi kannattavaa pitää komponentti verkossa koko sen elinkaaren ajan. Kuitenkin joskus komponentin tekniset ominaisuudet eivät enää ole riittävät ja se joudutaankin uusimaan aiemmin. Tällaisia tapauksia voivat olla esimerkiksi sähköaseman kapasiteetin loppuminen tai päämuuntajatehon riittämättömyys. (Laine 2005).

#### **4.4 Sähköverkon nykyarvon laskenta**

Energiavirasto on laatinut sähköasemakomponenteille pitoajan tietyllä vaihteluvälillä (Liite 1). Verkonhaltija on voinut määrittää tämän vaihteluvälin puitteissa, mitä pitoaika sovelletaan. Pitoaika ei ole kirjanpidollinen, vaan ainoastaan sähköverkon nykykäyttöarvon laskentaan tarkoitettu. Kun komponentti on uusi, on sen nykykäyttöarvo sama kuin jälleenhankinta-arvo. Kun komponentti on saavuttanut pitoajan, on sen arvo tämän jälkeen nolla, eli se ei enää näy verkon nykykäyttöarvossa. (Energiavirasto 2011).

Yksittäisen verkkokomponentin nykykäyttöarvo lasketaan seuraavasti (Energiavirasto 2011):

$$NKA_{it} = \left(1 - \frac{\text{keski-ikä}_{it}}{\text{pitoaikai}}\right) \times JHA_{it} \quad (4.1)$$

$NKA_{it}$

- Verkkokomponentin  $i$  kaikkien komponenttien nykykäyttöarvo vuonna  $t$  vuoden  $t$  rahanarvossa

$JHA_{it}$

- Verkkokomponentin  $i$  kaikkien komponenttien yhteenlaskettu jälleenhankinta-arvo vuonna  $t$  vuoden  $t$  rahanarvossa. Komponenttikohtaiset jälleenhankinta-arvot ovat EV:n määrittämiä.

Pitoaika<sub>i</sub>

- Verkkokomponentin pitoaika. Pitoaika tarkoittaa komponentin teknistaloudellista pitoaikaa.

Keski-ikä<sub>it</sub>

- Verkkokomponentin  $i$  määrätiedolla painotettu ikätieto vuoden  $t$  alussa. Mikäli keski-ikä on suurempi tai yhtä suuri kuin pitoaika, on komponentin nykykäyttöarvo nol-la.

#### **4.5 Päämuuntajan perushuollon vaikutus**

EV:n periaatteiden mukaisesti elinikää jatkavat huollot ovat investointeja. Päämuuntajan kohdalla investoinniksi luokiteltava huolto on tavallisesti kerran eliniän aikana tehtävä perushuolto. Muuntajan kohdalla perushuolto nuorentaa muuntajan ikää 20 vuodel-la, joka tarkoittaa, että esimerkiksi 30 vuoden ikäisen muuntajan NKA on huollon jäl-keen vastaava kuin 10 vuoden ikäisellä. Verkkoyhtiöt ovat määrittäneet kaikille komponenteille pitoajan EV:n mukaisilla vaihteluväleillä ja muuntajan kohdalla vaihteluväli on ollut 30–45 vuotta. Mikäli muuntajalle tehdään perushuolto, on sen ikä pitoajasta riippuen 50–65 vuotta. VES on määrittänyt muuntajan pitoajaksi 40 vuotta. (Energiavi-rasto 2011b).

Perushuollon kannattavuutta voidaan arvioida laskemalla muuntajasta saatava tuotto koko elinkaaren ajalta ilman perushuoltoa ja perushuollon kanssa. Ilman perushuoltoa muuntajan pitoaika on 40 vuotta ja perushuollon kanssa 60 vuotta. Muuntajasta saadaan tuottoa kohtuullisen tuottoasteen verran sen nykykäyttöarvosta. Tämän lisäksi saatavaan tuottoon vaikuttaa myös sen arvosta tehtävät tasapoistot. Muuntajasta saatavan tuoton laskelma on esitetty liitteessä 2. Oheisessa taulukossa on laskettu muuntajasta saatava tuotto ilman perushuoltoa ja perushuollon kanssa. Laskelmassa on myös otettu huomi-oon perushuollon ajoittaminen.

*Taulukko 4.1. 40 MVA Päämuuntajan perushuollon ajoittamisen vaikutus muuntajasta saatavaan tuottoon*

<i>Huollon ajankohta</i>	<i>Muuntajan pitoaika [a]</i>	<i>Muuntajasta saatava tuotto</i>
Ei huoltoa	40	1 022 346 €
20 vuotta	60	1 647 113 €
25 vuotta	60	1 590 316 €
30 vuotta	60	1 533 519 €
35 vuotta	60	1 476 722 €

Kun perushuollon kustannus on noin 60 000 €, voidaan todeta että huolto on erittäin kannattavaa toteuttaa. Huollon ajoitus olisi taloudellisessa mielessä suotuisinta tehdä 20 vuoden iässä. Muuntajan nykykäyttöarvo on 20 vuoden iässä noin 290 000 € ja perushuollon investointikustannuksella 60 000 € saadaan muuntajan arvo kasvamaan uutta vastaavaksi, eli olisi noin 568 000 €.

Nämä tuottolaskelmat perustuvat teknisen ja taloudellisen pitoajan kohtaamiseen. Perushuollon kanssa pitoajaksi tulee 60 vuotta, joka on kokemukseen ja tutkimuksiin (Palola 2014) perustuvan tiedon valossa hyvin optimaalinen. Perushuollon tekeminen liian aikaisin tai liian myöhään lyhentää muuntajan teknistä käyttöikää. Optimaalisen ajankohdan määrittäminen on hankalaa, mutta alalla on yleisesti ajoitettu se noin elinkaaren puoleen väliin. Oheisessa taulukossa on kappaleessa 6.8.1 esitettyyn ja kirjoittajan omaan kokemuseräiseen tietoon perustuva arvio muuntajan todellisesta teknisestä pitoajasta. Muuntajan pitoaikaan liittyy paljon epävarmuustekijöitä ja siihen voivat vaikuttaa myös muut tekijät kuin puhtaasti muuntajan tekniseen kuntoon perustuvat.

*Taulukko 4.2. Päämuuntajan perushuollon vaikutus muuntajasta saatavaan tuottoon muuntajan tekninen pitoaika huomioiden*

<i>Huollon ajankohta, muuntajan ikä [vuotta]</i>	<i>Muuntajan pito- aika [vuotta]</i>	<i>Muuntajasta saatava tuotto</i>
Ei huoltoa	40	1 022 346 €
20 vuotta	53	1 533 803 €
25 vuotta	55	1 512 220 €
30 vuotta	53	1 420 209 €
35 vuotta	48	1 265 437 €

Tässä taulukossa on tehty olettaus, että muuntajan optimaalinen perushuoltoikä on 25 vuotta. Tästä on kuitenkin vaikea tehdä yleispätevää arviota ja siihen vaikuttavat monet



tekijät. Tämän taulukon perusteella on tärkeintä ymmärtää periaate perushuollon ajoittamisesta teknistaloudellisessa mielessä. Teknisen pitoajan näkökulmasta muuntajan perushuolto tulisi ajoittaa noin elinkaaren puoliväliin. Liian aikaisin tai myöhään tehty perushuolto lyhentää teknistä käyttöikää elinkaaren loppupäästä. Kun otetaan huomioon taloudellinen näkökulma, voidaan todeta, että liian myöhään tehty perushuolto pienentää merkittävästi muuntajasta saatavaa tuottoa ja sen lisäksi myös lyhentää teknistä käyttöikää. Hieman liian aikaisin tehty perushuolto lisää muuntajasta saatavaa tuottoa, mutta lyhentää teknistä käyttöikää.

## 5 Sähköasemien kunnossapito Vantaan Energia Sähköverkot Oy:ssä

### 5.1 Yleistä

VES:n organisaatio jakaantuu neljään yksikköön: käyttö- ja kunnossapito, kehitys, rakentaminen ja asiakkuuden hallinta. Kunnossapidosta vastaa käyttö- ja kunnossapitoyksikkö ja vastuuhenkilönä on tiimiä vetävä käyttöpäällikkö. Kunnossapito on jaettu kahden tiimiin: jakelun kunnossapitoon ja siirron kunnossapitoon. Jakelun kunnossapidon vastuualueelle kuuluvat pienjännitejakeluverkko (0,4 kV), keskijännitejakeluverkko (20 kV) ja jakelumuuntamot. Siirron kunnossapitotiimin vastuulle kuuluvat sähköasemat, lentoasema-alueella sijaitsevat kiinteistömuuntamot ja voimajohdot (110 kV). Siirron kunnossapitotiimi vastaa kunnossapidon operatiivisesta toiminnasta, kunnossapidon suunnittelusta, kunnossapidon kehittämisestä ja viankorjauksista. Tiimissä toimii esimiehenä siirron kunnossapitoinsinööri ja hänen alaisuudessaan on neljä koestajaa.



Kuva 5.1. Käyttö- ja kunnossapitoyksikön kaavio

Kunnossapito perustuu käyttöpäällikön vastuulla olevaan kunnossapito-ohjelmaan, jonka pohjalta laaditaan vuosittain huoltosuunnitelma sähköasemien eri komponenteille. Kunnossapitotyöt teetetään pääosin oman tiimin asentajilla (noin 80 %) ja kaikki erikoisosaamista vaativat työt kilpailutetaan ja tilataan ulkopuoliselta urakoitsijalta. Tällaisia töitä ovat esimerkiksi päämuuntajan perushuolto ja käämikytkinhuolto, 110 kV katkaisijoiden huolto sekä 110 kV johtolähtöjen relekoestukset. Kaikki kunnossapitotyöt ovat ostettavissa urakoitsijoilta, mutta oman henkilöstön pitäminen on katsottu tärkeäksi

varautumisen vuoksi. Jakelun ja siirron kunnossapitotiimien asentajat muodostavat varallaolo- ja päivystyshenkilöstön rungon. Heidän osaamisensa on keskeisessä roolissa häiriönselvitys- ja poikkeustilanteissa.

## **5.2 Kunnossapito-ohjelma**

Kunnossapito-ohjelman laatiminen perustuu kauppa- ja teollisuusministeriön päätökseen sähkölaitteistojen käyttöönotosta ja käytöstä (nro. 517/96). Asetuksessa mainitaan, että luokan 3 (jakelu- ja siirtoverkot) sähkölaitteistolle on laadittava ennalta sähköturvallisuuden ylläpitävä kunnossapito-ohjelma. Kunnossapito-ohjelmassa tulee ottaa huomioon sähköturvallisuuslaki (410/1996) ja sähköturvallisuusasetus (498/1996). (KTM päätös 517/1996).

VES on laatinut kunnossapito-ohjelman, joka kattaa seuraavat laitteistot:

- 110/20 kV sähköasemat
- 110 kV voimajohtoverkko
- 20 kV ja 0,4 kV jakeluverkko
- viestiverkko
- voimajohtojen lentoestevalot
- sähkön laskutusmittarit
- varavoimakoneet.

Kunnossapito-ohjelmassa on käytetty kunnossapitomenetelminä:

- kuntotarkastukset
- ennakoivia huoltotoimenpiteitä
- tarkastuksessa havaittujen puutteiden ja äkillisten vikojen korjausta
- verkon perusparannusinvestointeja.

Kuntotarkastukset ja ennakoivat huollot on laadittu aikaperusteisesti pääosin sähkölaitteistojen valmistajan huolto-ohjeita noudattaen. Valmistajan ohjeista voidaan poiketa kun voidaan perustella se riittävän hyvin.

### **5.2.1 Asematarkastukset**

Asematarkastukset ovat visuaalisia tarkastuksia, joita tehdään sähköasemille kunnossapito-ohjelman mukaisesti neljä kertaa vuodessa. Tarkastusten tavoite on havaita kaikki

silminnähtävät puutteet, joita normaali käytönvalvontajärjestelmä ei pysty havaitsemaan. Asematarkastukset ovat eräänlaista kunnonvalvontaa ja niiden tekeminen perustuu sähköturvallisuuden ylläpitovaatimukseen ja siihen, että havaitut viat ja puutteet on korjattava viipymättä.

Tarkastuksen yhteydessä kiinnitetään huomiota erityisesti kytkinlaitteisiin, eristimiin, kojeistoihin, muuntajiin ja asemaa ympäröivään aitaan. Näiden lisäksi kiinnitetään huomiota myös kiinteistötekniisiin asioihin esimerkiksi paloilmotimien toimivuuteen, poistumisteihin, turvavalaistukseen ja alkusammutuskalustoon. Tarkastuksesta on olemassa tarkastuslista, johon on listattu kaikki tarkastettavat kohteet. Tarkastaja kirjaa havaitut puutteet tarkastuspöytäkirjaan.

## 5.2.2 Päämuuntajat

Päämuuntajille tehdään visuaalinen tarkastus aina asematarkastusten yhteydessä, jolloin tarkastetaan muuntajasta öljyvuodot, eristinvauriot, muut mahdolliset vauriot ja ilmankuivaimen kunto. Ilmankuivaimen vaihdetaan suolat kun noin 2/3 suoloista on kostunut. Tarkastuksessa testataan lisäksi tuulettimen toiminta. Keskeytyksen aikana tarkastetaan ja tehdään ne huoltotoimenpiteet, joita ei voida käytön aikana tehdä. Tämä huolto tehdään muuntajille kolmen vuoden välein. Tässä yhteydessä muuntajan kannelta käsin tarkastetaan öljyvuodot (läpiviennit, kansitiivisteet, venttiilit, hitsaussaummat) ja pintakäsittely. Muuntajan läpiviennit, kansi, paisuntasäiliö sekä kaasureleen, lämpömittarin ja öljynkorkeuden osoittimien lasit puhdistetaan. Käämikytkintä ajetaan myös ääripäihin, etteivät käyttämättömät kosketinpinnat pääse oksidoitumaan. Keskeytyksen aikana koetetaan myös muuntajan primäärisuojat.

Muuntajaan tehdään kerran sen elinkaaren aikana avaava perushuolto. Huolto on tehty yleensä noin 25 vuoden ikäiselle muuntajalle. Huoltoa ei voida toteuttaa sähköasemalla, vaan muuntaja on kuljetettava palvelutoimittajan luokse. Perushuollon tärkeimpiä toimenpiteitä ovat käämipakkojen kiristys ja eristyspaperin kuivatus. Perushuollossa suoritetaan seuraavat toimenpiteet (Liite 3):

- Muuntajan aktiiviosa nostetaan säiliöstä ja sille suoritetaan visuaalinen tarkastus. Aktiiviosa kuivataan ja pestään uunissa.
- Sydämen eristykset ja aktiiviosien maadoitukset tarkastetaan.
- Eristyspaperista otetaan näytteitä, joiden perusteella määritetään paperin DP-luku.
- Muuntajan sisäisen johdotuksen puristusliitokset tarkastetaan.

- Käämit kiristetään sekä käämikytkin irrotetaan ja huolletaan.
- Muuntajan pintakäsittely tarkastetaan ja tarvittaessa hiekkapuhalletaan ruostevauriot ja pintakäsitellään uudestaan.
- Tiivisteet uusitaan.
- Radiaattorit (jäähdytysrivat) ja tuulettimet irrotetaan muuntajasta. Ne tarkastetaan ja puhdistetaan.
- Muuntajaöljystä otetaan näyte ja siitä analysoidaan kaasupitoisuudet, N-luku, inhibiittipitoisuus ja läpilyöntilujuus. Öljy lisäksi suodatetaan ja kuivataan ennen uudestaan täyttämistä.
- Ulkoiset johdotukset uusitaan.
- Ilmankuivain huolletaan ja uusitaan silikageelit.

Käytön aikana ja keskeytyksen aikana tehtävät huollot tehdään itse. Siirron kunnossapitotiimi kilpailuttaa perushuollon ja teettää työn asiaan erikoistuneella palvelutoimittajalla.

### 5.2.3 Suojareleet

Suojareleiden koestus tehdään kolmen tai kuuden vuoden välein. Itsevalvonnalla varustetut releet koestetaan 6 vuoden välein ja ilman itsevalvontaa olevat sekä muuntajan suojareleet 3 vuoden välein. Reletyypistä riippuen voidaan tehdä myös elinkaarta pidentävä ennakkohuolto. Yleensä tällainen huolto pitää sisällään releiden jännitelähteen ja lähtökortin vaihdon. Huolto tehdään tyypillisesti kerran releen elinkaaren aikana. Relekoestuksen ideana on testata ja todeta releen kunto. Vanhoille mekaanisille releille oli tyypillistä toiminta-aikojen ja asetusarvojen muuttuminen, jolloin aina koestuksen yhteydessä arvot säädettiin taas vastaamaan aseteltuja arvoja. Nykyään käytössä olevat numeeriset releet pitävät hyvin asetellut arvot, eikä asettelujen säätämistä tarvita. Tärkein asia onkin testata kokonaisuuden toiminta, joka käsittää releen, laukaisupiirin sekä katkaisijan kunnon toteamisen.

Relekoestukset tehdään osittain itse ja osittain kilpailutetaan ja tilataan ulkopuoliselta palvelutoimittajalta. 110 kV johtolähtöjen ja kiskosuojien relekoestukset tilataan palvelutoimittajalta ja muilta osin tehdään itse. 110 kV johtosuojana VES:llä on käytössä distanssi- ja differentiaalirele sekä suunnatun maasulkusuojan ja varaylivirtareleen yhdistelmärelle. Vanhemmilla asemilla differentiaalisuojan tilalla on johtovertosuoja. Relekoestukset voidaan tehdä käytössä olevaan kenttään, mutta tällöin laukaisupiirit jou-

dutaan irrottamaan koestuksen ajaksi ja näin ollen laukaisukäskyn meneminen katkaisijalle asti ei tule testatuksi. VES:ssä koestukset tehdään aina jännitteettömään kenttään.

#### **5.2.4 110 kV katkaisijat**

110 kV katkaisijoiden huolto on toteutettu aikaperusteisesti 8 vuoden välein. Huolto voidaan toteuttaa mittaavana tai täyshuoltona. Mittaavassa huollossa mitataan ohjauskehojen toimintajännitteet ja vastukset, ohjauskehojen virrat, kaasun paineet, kastepiste, katkaisijan toiminta-aika ja ylimenovastus. Huollossa tehdään myös visuaalinen tarkastus katkaisijan eri osille. Täyshuolto pitää sisällään edellisten lisäksi katkaisijan mekaanisen avaamisen, jossa huolletaan katkaisupäät, tiheysvahti, kaasuputket ja uusitaan tiivisteet. (Infratek 2014). Kokemuseräisen tiedon perusteella ja kalliin hinnan vuoksi huollot on toteutettu ainoastaan mittaavana. Mittaavan huollon perusidea on ainoastaan todeta katkaisijan kunto. Sitä ei voida pitää elinkaarta jatkavana huoltona.

Kaikki VES:n 110 kV katkaisijat ovat SF<sub>6</sub>-eristeisiä. Siirron kunnossapitotiimi teettää katkaisijahuollot palvelutoimittajalla. Huollot kilpailutetaan yleensä kolmeksi vuodeksi kerrallaan. Huolto vaatii jännitekeskeytyksen huollettavaan kenttään ja se vie aikaa noin yhden henkilötyöpäivän katkaisijaa kohti.

#### **5.2.5 110 kV erottimet**

110 kV erottimet huolletaan aikaperusteisesti 5 vuoden välein. Huollossa testataan erottimien virtatiet, voimansiirto ja ohjain. Ylimenoresistanssi mitataan huollon jälkeen ja mitattuja arvoja verrataan aiemmin saatuihin tuloksiin. Kaikki liikkuvat osat puhdistetaan ja voidellaan. Erotinta säädetään tarvittaessa. Vanhemmille erottimille on ollut suunnitteilla elinikää jatkavana huoltona virtateiden uusiminen.

Huollot on tehty itse ja huolto on tehty aina jännitteettömään kenttään. Huolto olisi mahdollista tehdä jännitteellisenäkin, mutta koska VES:n sähköasemat ovat kaksikiskoisia, varustettu kahdella päämuuntajalla ja 110 kV rengasverkolla, on yhden lähtö- tai syöttökentän jännitteettömäksi ottaminen yleisesti ottaen helppoa. Erottimen huolto yhteen kenttään (3 erotinta) vie aikaa noin kaksi henkilötyöpäivää kytkentäjärjestelyineen.

#### **5.2.6 20 kV katkaisijat**

20 kV katkaisijat huolletaan aikaperusteisesti 10 vuoden välein. Huolto pitää sisällään toiminnan tarkastuksen, katkaisijan ohjaimen voitelun sekä ylimenovastusten ja toimin-

ta-aikojen mittauksen. Katkaisijoista pääosa sijaitsee sähköasemilla ja osa lentoasema-alueen kytkinlaitoksissa ja muuntamoissa. Katkaisijat ovat enimmäkseen tyhjökatkaisijoita tai SF6-katkaisijoita, mutta myös vähäöljykatkaisijoita on käytössä yhdellä sähköasemalla.

Siirron kunnossapito on tehnyt 20 kV katkaisijoiden huollot itse. Asentajat on koulutettu käytössä olevien katkaisijoiden huoltoon. Huolto vaatii aina jännitekeskeytyksen huollettavaan kenttään ja se vie aikaa noin yhden henkilötyöpäivän kytkentöineen katkaisijaa kohti.

### **5.2.7 20 kV kojeistot**

20 kV kojeistot huolletaan aikaperusteisesti 10 vuoden välein. Huolto pitää sisällään visuaalisen tarkastuksen, toiminnan tarkastukset sekä erottimien ja niiden ohjainosan puhdistuksen ja voitelun. VES:llä on käytössä paljon erityyppisiä kojeistoja ja huolto toteutetaan aina valmistajan ohjeen mukaisesti.

Siirron kunnossapito tekee huollot itse. Huollot tehdään aina jännitteettömään kenttään. Asentajat ovat saaneet huoltokoulutuksen erityyppisiin kojeistoihin. Huolto vie aikaa kytkentöineen noin yhden henkilötyöpäivän kenttää kohden.

### **5.2.8 Akustot**

Akustojen kunnossapito koostuu asematarkastusten yhteydessä tehtävästä visuaalisesta tarkastuksesta ja määrävälein tehtävästä kapasiteettikokeesta. Osalla akustoista on reaalitajainen akkujännitteen valvonta. Avoimet akustot joudutaan lisäksi vesittämään vuosittain.

Kapasiteettikokeella saadaan selville akkujen varauskyky, eli tieto siitä miten pitkään akusto kykenee syöttämään laitteita riittävällä teholla ilman varaajaa. Kapasiteettikokeet tehdään aina uusille akustoille ja tämän jälkeen vuosittain. Valmistaja ei ole määritellyt määrävälejä kapasiteettikokeen tekemiseen. Kapasiteettikokeella saadaan luotettava tieto akuston sen hetkisestä kunnosta. Akustoja uusitaan kapasiteettikokeiden perusteella kun varauskyky on laskenut oleellisesti nimellisestä. Uusinta voidaan tehdä myös visuaalisen tarkastuksen perusteella jos akustoissa havaitaan mekaanisia vaurioita, vuotoja tai jonkin akun jännite on laskenut selvästi.

### 5.3 Tietojärjestelmät

Laitteiden huolto- ja kunnossapitojärjestelmänä käytetään IFS-nimistä toiminnanohjausjärjestelmää. IFS otettiin käyttöön konsernissa alkuvuodesta 2014. Ennen järjestelmän käyttöönottoa laitetiedot ja kunnossapitosuunnitelma olivat Excel-taulukoissa. Nämä olivat epäkäytännöllisiä ja tietojen poimiminen niistä tapahtui manuaalisesti.

Järjestelmän määrittelyvaihe kunnossapidon osalta tehtiin syksyllä 2013, jonka jälkeen aloitettiin testausvaihe. Testausvaiheen ohella laiterekisterit ja laitekohtaiset huoltosuunnitelmat poimittiin manuaalisesti konversiopohjaan, jonka avulla tiedot saatiin suoraan järjestelmään. Testausvaiheen jälkeen aloitettiin käyttöönottovalmistelut ja tietojen siirto tuotantovaiheen järjestelmään.

IFS-järjestelmässä on laiterekisteri, johon on tallennettu yksittäisten laitteiden tiedot. Järjestelmän määrittelyvaiheessa todettiin tarkoituksenmukaiseksi viedä järjestelmään ainoastaan keskeisimpien komponenttien tiedot:

- 20 kV katkaisijat
- 20 kV kojeisto
- 110 kV katkaisijat
- 110 kV erottimet
- 110 kV mittamuuntajat
- ylijännitesuojat
- muuntajat
- energiamittarit
- suojareleet
- tasasähköjärjestelmät.

Jokaisen laitteen nimen tulee olla järjestelmässä yksilöllinen ja nimeäminen on pyritty tekemään mahdollisimman yksinkertaisesti. Esimerkiksi Rekolan sähköaseman B09 kentän differentiaalireleen nimi on REK-SR-B09-DIFF.



Tiedot peruslaitteesta - REK-SR-B09-DIFF Differentialirele

Laite: REK-SR-B09-DIFF Kuvaus: Differentialirele Pkunta: 20 Kohdetaso: VES\_Laite Käyttötila: Käytössä

**Yleistä** Tyypikuvaus Varaosat Mittauspisteet Parametrit Takuu Kust./vuosi Osapuolet Huomautukset Vaateet

Ylempi laite: REK-SR P:kunnalla: 20  
 Tyypikuvaus: RED 670 Laitetyyppi: VES\_SR  
 Nimike: Luokka:  
 Sarjanro: T1152222 Ryhmä: Päälaite:  
 Valm. pvm: 1.1.2012 Huone: RELEHUOI Sijainti: RK9.F1  
 Asennettu: 1.1.2012 Osasto:  
 Kriittisyys:  
 Valmistaja: 1 ABB  
 Toimittaja:  
**Valinnainen tiliosa**  
 Kust.p: 8340 KOM:

**Peruslaitteella on**  
☐ Vaateet  
☐ Varaosat  
☐ Takuu  
☐ Dokum.  
☐ Kytkenät  
☐ Mittauspisteet  
☐ Osapuolet  
☐ Huom

**Tyypikuvauksella on**  
☐ Vaateet  
☐ Dokum.  
☐ Luokkaan kytketty  
☐ Sijaintikohde

Kuva 5.2. Näkymä laitteen tiedoista

Laitteelle voidaan kirjata sille ominaiset tekniset tiedot. Jokaiselle laitetypille on rakennettu yksiköllinen ominaisuusmalli.

Tiedot peruslaitteesta - HNU-PM-1 Päämuuntaja 1 3 (6)

Laite: HNU-PM-1 Kuvaus: Päämuuntaja 1 Pkunta: 20 Kohdetaso: VES\_Laite Käyttötila: Käytössä

**Yleistä** Tyypikuvaus Varaosat Mittauspisteet Parametrit Takuu Kust./vuosi Osapuolet Huomautukset **Vaateet**

Ominaisuusluokka: VES\_PM VES Päämuuntaja  
 Tila: Hyväksymättä Muuttanut: IFSAPP Pvm: 1.8.2014  
 Ryhmän nimi:  
 Numeerinen Alfa Molemmat

Kuvaus	Yks	Arvo	Alaraja	Yläraja	Tiedot
Ensiojännite [kV]	kV	115			
Toisiojännite [kV]	kV	21			
Nimellisteho [kVA]	kVA	40000			
Oikosulkupedanssi Zk [Ohm]	Ohm	12			
Tyhjäkäyntihäviöt [kW]	kW	15,4			
Kuormitushäviöt [kW]	kW	180			
Ylikuormitettavuus 1h [%]	%				

Kuva 5.3. Laitteen ominaisuudet

Laitteille luodaan lisäksi yksilöllinen ennakkohuoltotoimenpide. Joillakin laitteilla näitä voi olla useitakin. Järjestelmään luodaan ”Yksittäinen EH-toimenpide” ja sille annetaan tietona huollon tyyppi, edellisen huollon ajankohta ja huollon toistoväli. Näiden tietojen

perusteella järjestelmä generoi automaattisesti työtilaukset oikeaan ajankohtaan. Käytännössä järjestelmä luo automaattisen huoltosuunnitelman kullekin vuodelle. Tämä menetelmä sopii ainoastaan aikaperusteisesti huollettaviin laitteisiin. Työtilauksilla voidaan seurata töiden etenemistä ja sinne tehdään täydellinen raportointi liitteineen tehdystä huollosta.

Yksisivuisen työn raportointi - 600785 Relekoestus 20 kV

Raportointi:	TT Pk:n:	Raportointi:	Laitte:	Kuvaus:	Pkunta:
600785	20	10073	MYI-SR-D32-KT	Kennotermiinaali	20

Tila: Vapautettu Aloitettu **Tehty työ** Raportoitu Valmistunut

**Vikailmoitustiedot**

Kuvaus: Relekoestus 20 kV

Vian kuvaus:

Syykuvaus:

Tehty työ: Määräaikaakoestus

Työn erittely: Rele koestettu, releelle tehtiin myös SPA huoltopäivitys (poweri uusittin). Koestuspöytäkirja on liitteenä.

**Päivämäärätiedot**

**Dokumentit**

1009357 - D32  
SPACS31

Kuva 5.4. Työtilauksen raportointi

Järjestelmään voidaan luoda erillinen vikailmoitus. Vikailmoitukseen kirjataan vian kuvaus, laitteen tiedot ja vian tärkeysjärjestys. Järjestelmä mahdollistaisi myös tarkentavien tietojen kirjaamisen, mutta niitä ei ole vielä tässä vaiheessa otettu käyttöön.

Kuva 5.5. Vikailmoituksen luominen

## 5.4 Kunnossapitokustannukset

Nykyisen kunnossapito-ohjelman mukaiset kunnossapitokustannukset saadaan laske-  
malla laitteiden lukumäärä, jakamalla se huoltovälillä ja kertomalla se huoltoon käyte-  
tyllä ajalla. Tässä laskelmassa otetaan huomioon ainoastaan keskeisimmät kunnossapi-  
tokohteet. Kunnossapitokuluina tarkoitetaan tässä ainoastaan peruskunnossapitoa, eli  
erikoiskunnossapitotoimenpiteisiin kuuluvat releiden huoltopäivitykset, erottimien vir-  
tateiden uusinta tai vioista aiheutuvat kustannukset, ei oteta huomioon. Erikoiskunnos-  
sapitotoimenpiteillä ei katsota olevan tämän työn lopputuloksen kannalta suurempaa  
merkitystä. Tiimin asentajien työaika käsittää ennakoon suunniteltujen huoltojen lisäk-  
si vikojen korjausta, käyttökytkentöjen tekemistä ja siirtoverkon rakennusprojekteihin  
osallistumista. Varsinaisten sähköasemalaitteiden lisäksi tehdään myös kiinteistötekni-  
siä huoltoja. Kunnossapitokuluina on huomioitu myös muuntamoissa olevien suurivir-  
taisten akustojen kunnossapito. Ne eivät suoraan liity tämän työn otsikon sisältöön, mut-  
ta näyttelevät suurta osaa tiimin töistä.

Yksittäisten laitteiden lukumäärä saatiin kunnossapitojärjestelmästä (IFS). Erottimissa,  
kojeistoissa ja releissä laitemäärä 1 kpl vastaa yhdessä kentässä olevien laitteiden luku-  
määrää. Huoltoon käytetty aika ilmoitetaan taulukossa henkilötöypäivinä (hpt). Ajasta  
tehtiin keskimääräinen arvio. Huoltoon käytetty aika pitää sisällään varsinaisen huolto-

ajan lisäksi valmistelut ja mahdolliset kytkentätöiden piteet. Työtunnin kustannus on laskettu kertomalla keskimääräinen asentajan tuntipalkka suhdeluvulla 1,6. Tämä taulukko ei kerro todellisia kustannuksia, jotka yksittäisestä huoltotyöstä aiheutuu. Tästä puuttuvat muun muassa pientarvikkeet, kalustokustannukset, työnjohtokustannukset ja kytkentätöiden aiheuttamat kustannukset käyttöhenkilöstölle. Taulukon tarkoitus on suhteuttaa eri kunnossapitotöiden piteet ja kertoa missä on eniten potentiaalia tehdä optimointia ja saavuttaa sitä kautta kustannussäästöjä.

*Taulukko 5.1. Siirron kunnossapitotöihin keskeisten huoltojen kustannus*

	<i>Laitteet (kpl)</i>	<i>Huoltoväli (a)</i>	<i>Huolto aika (h/p)</i>	<i>h/vuosi</i>	<i>Työtunnin kust. (€/h)</i>	<i>Muut kust. €/kerta</i>	<i>Kustannukset €/vuosi</i>
Akkujen koestukset avo	22	1	1	168	32,00 €		5 376,00 €
Akkujen uusinnat avo	22	15	2	22	32,00 €	2 800,00 €	4 824,75 €
Akkujen koestukset sulj	40	1	1	306	32,00 €		9 792,00 €
Akkujen uusinnat sulj	40	6	1	51	32,00 €	900,00 €	7 632,00 €
Relekoestukset	370	6	1	472	32,00 €		15 096,00 €
Relekoestukset, PM	23	3	4	235	32,00 €		7 507,20 €
110 kV erotinhuollot	49	5	3	225	32,00 €		7 197,12 €
PM YJ-suojien uusinta	23	20	4	35	32,00 €	3 500,00 €	5 151,08 €
20 kV kojeiston huollot	317	10	1	243	32,00 €		7 760,16 €
Lämpökuvaukset	15	1	1	115	32,00 €		3 672,00 €
Asematarkastukset	13	0,25	0,5	199	32,00 €		6 364,80 €
20 kV Katkaisijahuollot	374	10	1	286	32,00 €		9 155,52 €
<b>Yhteensä</b>				<b>2356</b>	<b>32,00 €</b>		<b>75 406,56 €</b>

Taulukosta nähdään suoraan, että relekoestukset ovat yksittäisistä huoltotöistä eniten aikaa vieviä ja samalla myös kustannuksiltaan suurimmat. Kustannuksiltaan kohtuullisen suuria ovat myös suljettujen akustojen koestukset. Kunnossapidon optimoinnissa onkin kannattavinta keskittyä kustannuksiltaan suurimpiin yksittäisiin töihin. Kustannuksiltaan pienten töiden vähentäminen ei saavuta kokonaisuutena juurikaan säästöjä, mutta luotettavuuden näkökulmasta riskiä kuitenkin saatetaan lisätä.

Ulkopuolisilta palvelutoimittajilta ostetaan 110 kV katkaisijahuoltoja, 110 kV relekoestuksia ja päämuuntajan käämikytkinhuoltoja. Relekoestuksista tehdään itse muuntajalähdöt, kiskokatkaisijakentät ja mittauskentät. 110 kV johtolähtöjen releet ja kiskosuoja ovat erikoisammattitaitoa vaativia, jonka vuoksi niiden koestukset tilataan asiaan erikoistuneilta palvelutoimittajilta. Tiimin asentajat tekevät kaikkiin huoltoihin jännitekeskeytykset, joten myös niistä aiheutuvat kustannukset on laskettu mukaan.

Katkaisijahuoltojen kustannukset ovat käytännössä aina vakiot kun kyseessä on SF6-katkaisija. Relekoestuksessa kustannus riippuu releen tyypistä ja tässä yhteydessä on käytetty keskimääräistä hintaa. Normaalissa 110 kV johtolähdössä on 3–4 relettä, joiden koestus maksaa noin 800–900 €. Johtolähtöjä on asemasta riippuen 1–3 kappaletta. Johtolähtöjen lisäksi kaikilla asemilla on 110 kV kiskosuojarele, jonka koestus maksaa noin 2000 €. Käämikytkinhuoltoja joudutaan tekemään ainoastaan vanhoille öljyeristeisille käämikytkimille. Uuden sukupolven käämikytkimet ovat tyhjoeristeisiä ja niitä voidaanakin pitää lähes huoltovapaina. Öljyanalyysit otetaan kaikista päämuuntajista kerran vuodessa. Analyysit on jaettu kahteen osaan, eli B-analyysiin ja A-analyysiin. Vuosittain tehdään B-analyysi, joka on hieman suppeampi.

*Taulukko 5.2. Palvelutoimittajien tekemien huoltojen aiheuttama kustannus*

	<i>Laitteet (kpl)</i>	<i>Huoltoväli (a)</i>	<i>Kustannus (€/kpl)</i>	<i>Asentajan työaika (h)</i>	<i>Työtunnin kus- tannus (€/h)</i>	<i>Kustannukset yht. €/vuosi</i>
110 kV katkaisijahuollot	49	8	900,00 €	2	32,00 €	5 904,50 €
110 kV relekoestukset	110	6	450,00 €	-	32,00 €	8 250,00 €
PM käämikytkinhuollot	17	6	2 500,00 €	2	32,00 €	7 264,67 €
PM perushuollot	23	25	60 000,00 €	45	32,00 €	56 524,80 €
Öljyanalyysit B	23	1	500,00 €	1	32,00 €	12 236,00 €
Öljyanalyysit A	23	10	1 600,00 €	1	32,00 €	3 753,60 €
<b>Yhteensä</b>						<b>93 933,57 €</b>

Taulukosta nähdään, että yksittäisistä huolloista arvokkaimpia ovat öljyanalyysit. Tämä ei ole varsinaista huoltoa, vaan muuntajan kunnonvalvontaa. Kunnonvalvonnalla todennetaan kerran vuodessa, että muuntajan kunnossa ei ole tapahtunut normaalista ikääntymisestä poikkeavaa kehitystä öljyissä esiintyvissä kaasuissa.

## **6 Tutkimusaineiston analysointi**

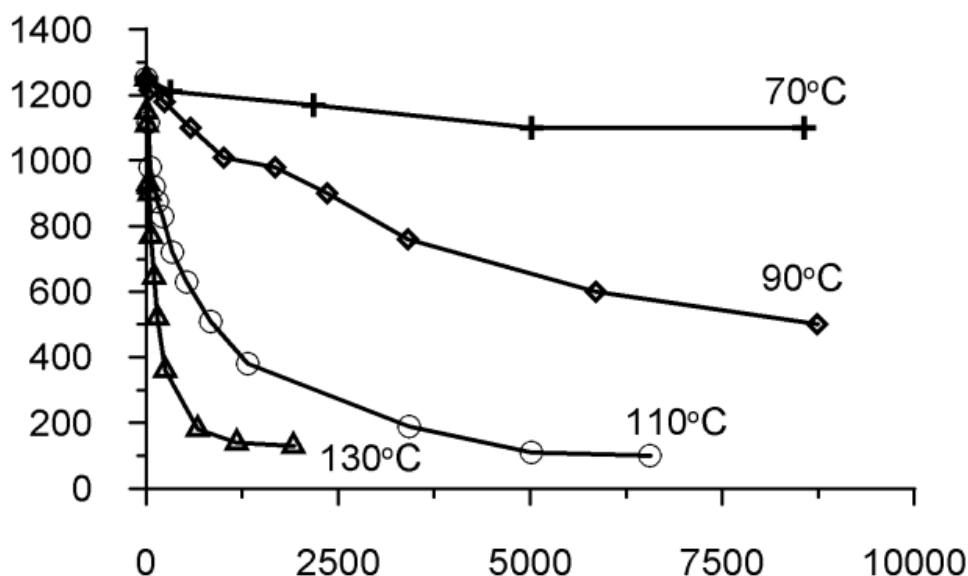
### **6.1 Yleistä**

Kunnossapitotietoja analysoitiin käymällä läpi kaikki laitteisiin liittyvät koestuspöytäkirjat ja huoltoraportit. Oman aineiston lisäksi tukeudutaan ulkopuolisiin aineistoihin ja asiantuntemukseen. Laitekanta ei ole VES:llä kovin suuri hyvän tilastollisen otoksen saamiseksi, mutta luotettavuutta haettiin käymällä tiedot läpi yli 15 vuoden ajalta. Kunnossapitotietoja on kirjattu vuosien varrella eri tavoin ja se tekee analysointiin epävarmuutta. Esimerkiksi laitteisiin liittyvät viat on voitu korjata heti kun ne on havaittu ja jätetty mainitsematta lopulliseen raporttiin. Ongelmana on myös laitteiden vikatietojen puuttuminen. Tutkimukselle saisi enemmän lisäarvoa, jos huolloissa havaittuja vikoja voitaisiin verrata käytön aikana tulleet vikoihin. Käytön aikaiset viat suhteessa kunnossapidon yhteydessä löydettyihin vikoihin kertovat kunnossapidon antamasta lisäarvosta vikojen ennaltaehkäisyyn. Jos käytön aikana tulee vikoja, mutta niitä ei löydetä kunnossapidon yhteydessä, voidaan päätellä, ettei kunnossapidolla saavuteta suurta lisäarvoa vikojen ennaltaehkäisyssä.

### **6.2 Päämuuntaja**

#### **6.2.1 Muuntajan vanheneminen**

Luvussa 2.5.2 todettiin, että paperieristeen kunto on määräävin tekijä muuntajan teknisen eliniän pituuteen. Paperin hajoamisprosessia kiihdyttävät lämpötila, kosteus ja happi. Mikäli paperiin vaikuttaisi ainoastaan lämpötila, olisi ikääntyminen kuvan 6.1 ja taulukon 6.1 mukainen.



Kuva 6.1. Eristyspaperin DP-luvun muuttuminen ajan [h] suhteen eri lämpötiloilla (Lungaard ym. 2002)

Taulukko 6.1. Muuntajan eristyspaperin elinikä termisessä rasituksessa (Doble 2013).

Öljy lämpötila, °C	Lämpökäsitelty eristyspaperi (Vuotta)	Tavallinen eristyspaperi (Vuotta)
40	110838	22918
60	6229	1291
80	485	101
90	151	31
100	50	10
110	17	3,6
140	1	0,2
180	0,04	0,01

Kuvasta 6.1 nähdään, että termisen hajoamisen seurauksena DP-luku laskee voimakkaasti elinkaaren alkupuolella ja hidastuu loppua kohden. Selluloosamolekyyleihin kohdistuu termisesti tasainen rasitus, mutta koska alkutilanteessa molekyylejä on enemmän, hajoaa niitä absoluuttisesti enemmän samassa ajassa (Lehtonen 2015). Tämän vuoksi DP-luvun muutos hidastuu oleellisesti teknisen eliniän loppupuolella. Taulukossa 6.1 on kuvattu paperin elinikää kuivassa öljyssä. Taulukon perusteella nähdään miten voimakas korrelaatio lämpötilalla on paperin hajoamiseen. Toisaalta voidaan todeta, että alle 80 asteen lämpötiloilla paperin hajoaminen termisen rasituksen seurauksena ei ole määräävä tekijä.

VES:n päämuuntajien öljyn lämpötilatietoja kerättiin asematarkastuksen yhteydessä tehdyistä havainnoista sekä käytönvalvontatiedoista. HNU-muuntajista oli saatavilla tiedot jokaisen tunnin keskiarvoina vuodelta 2014. Muilta osin tiedot kaivettiin asematarkastuspöytäkirjoista. Muuntajakohtaisia mittaustuloksia oli muuntajasta riippuen 25–70 kpl. Tulokset on esitetty taulukossa 6.2. Hot-spot lämpötilat on laskettu kertoimella 1.3 (IEC 2005).

*Taulukko 6.2. VES:n päämuuntajien öljyn lämpötilat*

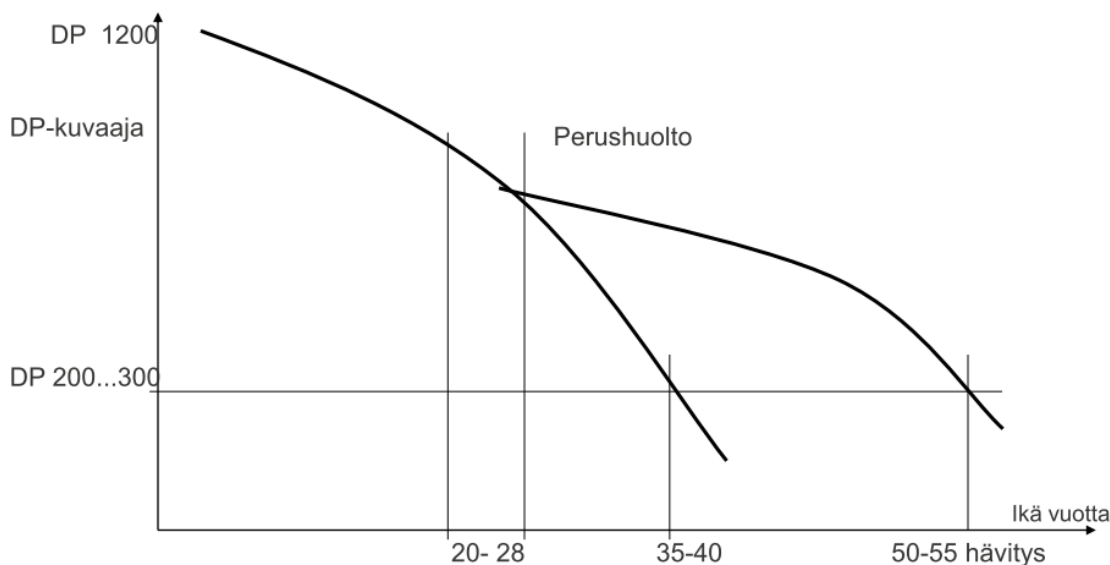
<i>Muuntaja</i>	<i>Öljyn keskim. lämpötila [°C]</i>	<i>Alimman 30 % keskiarvo [°C]</i>	<i>Ylimmän 30 % keskiarvo [°C]</i>	<i>Hot-spot öljyn keskim. [°C]</i>	<i>Hot-spot alin 30 % [°C]</i>	<i>Hot-spot ylin 30 % [°C]</i>
HAK-PM1	34	22	44	44	29	57
HAK-PM2	34	24	44	44	31	57
HNU-PM1	28	16	40	36	21	52
HNU-PM2	25	15	37	33	20	48
ILL-PM1	33	21	42	43	28	54
ILL-PM2	33	24	44	43	31	57
KEI-PM1	32	28	42	41	36	54
KVH-PM1	36	29	44	47	38	57
KVH-PM2	34	26	43	44	34	56
MAR-PM1	35	25	46	45	32	60
MAR-PM2	42	33	54	55	43	70
MYY-PM1	33	25	41	43	32	54
MYY-PM2	32	25	40	42	32	52
PPA-PM1	40	29	51	52	38	67
PPA-PM2	40	31	51	52	41	66
VAA-PM1	35	26	45	45	34	59
VAA-PM2	33	25	42	42	32	54

Asematarkastuksessa kerätyt lämpötila-arvot kuvaavat vain sen hetkistä lämpötilaa. Mittausajankohta on kuitenkin jaksottunut tasaisesti eri vuodenaikoihin, joten saatuja tuloksia voidaan pitää kohtuullisen luotettavana. Kun verrataan saatuja tuloksia taulukon 6.1 arvoihin, voidaan todeta että lämpötilat ovat niin alhaisia, ettei niillä ole eristyspaperin hajoamisen kannalta juurikaan merkitystä.

Muuntajan sisällä oleva kosteus on todettu kiihdyttävän paperin hajoamista. Lewandin ja Griffin (1996) mukaan kosteuden muutos 1,0 %:sta 0,5 %:in kaksinkertaistaa paperin eliniän. Muuntaja kerää kosteutta vanhetessaan sisällä tapahtuvien kemiallisten reaktioiden seurauksena ja hengitysilman mukana. Kosteuden lisääntyminen kiihtyy elinkaaren loppua kohden, jonka vuoksi DP-luvun muutos eliniän funktiona on kuvan 6.2 mukainen. Kuvassa on myös osoitettu perushuollossa tehtävän kuivatuksen merkitys eris-



tyksen eliniän jatkamiselle. Kuva perustuu kokemuseräiseen tietoon ja asiantuntijoiden näkemykseen asiasta. (Lewand&Griffin 1996, Pyykkö 2015).



*Kuva 6.2. Eristyspaperin DP-luvun muutos iän funktiona sekä perushuollon vaikutus (Pyykkö 2015)*

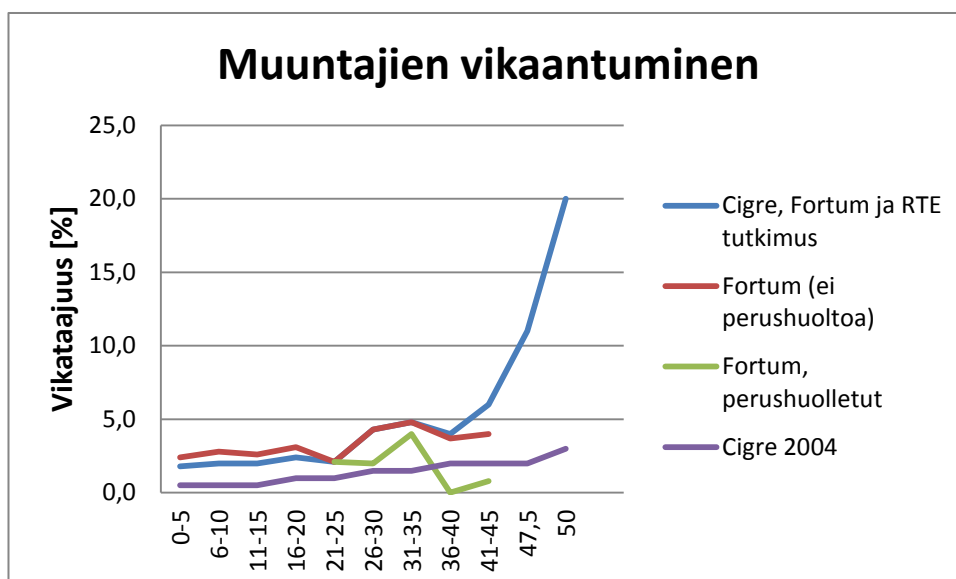
Päämuuntajalle tehtävässä perushuollossa muuntajan eristeissä ja öljyssä oleva kosteus kuivataan uutta muuntajaa vastaavaksi. Tällä menetelmällä paperin kiihtyvä hajoaminen saadaan pysäytettyä ja siten lisättyä muuntajan teknistä elinikää. Teknisen eliniän optimoimiseksi huolto on ajoitettava oikein. Liian aikaisin tehty huolto vähentää teknistä käyttöikää ja toisaalta liian myöhään tehty huolto ei enää jatka elinikää paljon.

Happi kiihdyttää eristyspaperin hajoamista ja öljyn hapettumista. Normaaliolosuhteissa happi ei kuitenkaan vaikuta merkittävästi hajoamisprosessiin. VES:n muuntajien öljy-analyysien perusteella öljyn happipitoisuudessa ei ole havaittu muutosta iän funktiona (Liite 4).

Paperieristeen heikkenemisen lisäksi on hyvä ottaa huomioon myös mekaaniset kireydet. Oikosulut ja ilmastolliset ylijännitteet aiheuttavat muuntajaan voimakkaita rasituksia, jotka voivat pahimmillaan vääntää käämipakkoja pois paikaltaan. Tämän seurauksena muuntaja voi vaurioitua ja mennä jopa korjauskelvottomaksi. Mekaanista kiristystä ei voida tehdä käytössä olevaan muuntajaan, vaan se vaatii avaavan huollon. Heikentynyt eristyspaperi on alttiimpi mekaanisille rasituksille, mutta toisaalta kova mekaaninen rasitus voi rikkoa muuntajan muutoinkin. (Pyykkö 2015).

## 6.2.2 Vikataajuus

Päämuuntaja on yksittäisistä komponenteista kaikkein arvokkain, mutta myös sen huolto on selvästi kalleinta. VES:n muuntajien EV:n mukainen pitoaika on 40 vuotta. Perushuolto nuorentaa muuntajan ikää EV:n mallin mukaisesti 20 vuotta, joten pitoajaksi tulee käytännössä 60 vuotta. Muuntajasta saatavan tuoton kannalta olisi edullisinta päästää 60 vuoden tekniseen käyttöikään. Muuntajan vikaantumisen iän suhteen on tehty useita tutkimuksia. Palolan vuonna 2014 julkaistussa väitöskirjassa käytiin läpi Cigren, Fortumin ja RTE:n (Ranskan kantaverkkoyhtiö) tutkimusaineisto muuntajan vikaantumisista ja tehtiin niistä yhteenveto. Kuvasta 6.3 käy ilmi Palolan tutkimuksessa esitellyt vikataajuudet sekä Cigren A2.20 työryhmän vuonna 2004 esitellyt vikataajuudet.



Kuva 6.3. Muuntajan vikaantuminen iän suhteen (Palola 2014, Boss ym. 2004)

Kuvasta voidaan päätellä vikataajuuden pysyvän kohtuullisen vakiona 25 vuoteen asti, jonka jälkeen se kasvaa voimakkaasti. Vikataajuus kasvaa uudelleen voimakkaasti 40 vuoden jälkeen ja nousee jo 20 %:iin kun päästään 50 vuoden ikään. Tuloksista voidaan heti vetää johtopäätös, että yli 40 vuoden ikäisen muuntajan käyttöön liittyy selvästi kohonnut riski. Cigren, Fortumin ja RTE:n tutkimuksista tehdyssä yhteenvedossa kaikki ovat ei-perushuollettuja muuntajia. Cigren työryhmän (2004) raportissa oli todettu, ettei vikataajuuksista löydy hyviä tilastoja. Muuntajan käyttöolosuhteet ja niille tehty kunnossapito vaikuttavat voimakkaasti vikaantumiseen, jonka vuoksi kaiken kattavaa vika-tilastointia on mahdotonta tehdä.

Fortumin tutkimuksessa oli selvitetty vikataajuudet erikseen ei-perushuolletuille muuntajille ja perushuolletuille muuntajille. Tutkimukseen liittyy epävarmuutta perushuollettujen muuntajien kohdalla ja ei-perushuollettujen kohdalla 30 käyttövuoden jälkeen, koska tutkimuksessa olleet muuntajat jäivät määrällisesti pieneksi. Lisäksi yli 40 vuoden ikäisten muuntajien käyttöaste on usein alhaisempi. Cigren työryhmän raportissa ei ole eritelty tutkimuksessa olleiden muuntajien lukumäärää, jonka vuoksi luotettavuusanalyysia on vaikea tehdä. Raportissa oli kuitenkin mainittu muuntajien olevan sähköasemakäytössä.

Yleisesti tästä tutkitusta vikataajuudesta voidaan todeta, ettei se edusta kovin hyvää kuvaa suomalaisesta jakeluverkkokäytössä olevasta päämuuntajasta. Ainoastaan Cigren työryhmän raportissa ollaan lähellä kokemuseräisen tiedon mukaista vikataajuutta. Palolan (2014) tutkimuksessa esiteltujen vikataajuuksien perusteella VES:n käytössä olevista päämuuntajista noin yhden tulisi vikaantua kerran kahdessa vuodessa. Tämä ei kuitenkaan vastaa hyvin todellista tilannetta. Vikataajuuden taustoista ei ole lähteessä kerrottu tarkemmin, joten on hankala sanoa, millä tavoin tämän tutkimuksen aineistot on kerätty, mikä on ollut tutkittu muuntajakanta ja mitä tapahtumia on luokiteltu muuntajan viaksi.

Entso-E:n pohjoismaisen häiriö- ja vikatilaston 2004–2013 (2014) mukaan 132 kV:n muuntajissa aiheutuvat viat ovat aiheutuneet seuraavista tekijöistä:

- ukkosen aiheuttamat 12,2 %
- muut ympäristön aiheuttamat 7,5 %
- ulkoinen aiheuttaja 4,2 %
- käytön ja kunnossapidon aiheuttamat 19,7 %
- tekniset syyt 27,5 %
- muut syyt 6,6 %
- tuntematon syy 22,4 %

Kyselyssä ovat olleet mukana pohjoismaiset kantaverkkoyhtiöt. Kantaverkkoyhtiöiden toiminnan luonne on hieman erilaista verkkoyhtiöön verrattuna. Tutkimusaineiston perusteella voidaan kuitenkin käyttää tätä tietoa kuvassa 6.3 esitelyihin vikataajuuksiin, kun arvioidaan vikojen aiheuttajia.

### 6.2.3 Keskeytyskustannukset

Vuonna 2014 VES:n verkossa oli 23 päämuuntajaa, joiden yhteenlaskettu kapasiteetti oli 850 MVA:ta. Vantaan kulutushuippu lentoasema-alue mukaan lukien on ollut kuitenkin vain 340 MVA:ta, joten kapasiteettia on yli kaksinkertainen määrä huipputehoon nähden. Tämän kaltainen tilanne on hyvin yleinen kaupunkiverkkoyhtiöiden puolella. Vantaalla pyritään n-1 säännön mukaiseen käyttövarmuuteen, jonka perusteella yksi sähköasema voidaan korvata myös kulutushuippujen aikana. VES:llä on yhteensä 13 sähköasemaa, joista kymmenellä on kaksi päämuuntajaa. Päämuuntajien kuormitusasteet ovat keskimäärin selvästi alle 50 %, joten yhden päämuuntajan menettäminen ei aiheuta verkolle poikkeustilannetta, lukuun ottamatta yhden päämuuntajan sähköasemia.

Yksittäisen päämuuntajan käyttövarmuuden kannalta paras laskennallinen malli olisi päämuuntajan rikkoutumisen aiheuttama KAH-kustannus. Yhden päämuuntajan menettäminen tarkoittaa noin 10 min keskeytystä noin puolelle sähköaseman takana olevista kuluttajista. Poikkeuksena on yhdellä päämuuntajalla varustetut sähköasemat, joita VES:llä on yhteensä 3 kpl. Näistä 2 kpl sijaitsee lentoasema-alueella, jossa korvauskyskentä 20 kV verkosta pystytään tekemään nopeasti, mutta yksi sähköasema joudutaan korvaamaan käsikäytöllä maastosta käsin. Yksittäisten muuntajien keskeytyskustannukset yhden tunnin arvolla on esitetty taulukossa 6.3.

*Taulukko 6.3. Yksittäisen päämuuntajan keskeytyksestä aiheutuva haitta yhden tunnin arvona (KAH)*

<i>Muuntaja</i>	<i>Keskeytysaika [h]</i>	<i>KAH-kustannus</i>
HAKKILA-PM1	1	127 000 €
HAKKILA-PM2	1	135 000 €
HONKANUMMI-PM2	1	63 000 €
ILOLA-PM1	1	130 000 €
KEIMOLA-PM1	1	85 000 €
KOIVUHAKA-PM1	1	200 000 €
KOIVUHAKA-PM2	1	143 000 €
MARTINLAAKSO-PM1	1	119 000 €
MARTINLAAKSO-PM2	1	249 000 €
MYYRMÄKI-PM1	1	103 000 €
MYYRMÄKI-PM2	1	116 000 €
PAKKALA-PM1	1	249 000 €
PAKKALA-PM2	1	231 000 €
REKOLA-PM1	1	158 000 €
REKOLA-PM2	1	101 000 €
RUSKEASANTA-PM1	1	91 000 €
TOLKINKYLÄ-PM1	1	64 000 €
VAARALA-PM1	1	143 000 €
VAARALA-PM2	1	88 000 €

#### 6.2.4 Kunnonvalvonta

Muuntajan kunnonvalvontaa on mahdollista suorittaa säännöllisin väliajoin otettavilla öljynäytteillä tai reaaliaikaisesti muuntajaan kiinteästi asennettavilla analysaattoreilla. Hyvin usein kunnonvalvonta koostuu pelkästään määrävälein otettavista öljyanalyyseistä tai sen ja reaaliaikaisen analysaattorin yhdistelmästä.

Määrävälein otettavilla öljyanalyyseillä nähdään pitkällä aikavälillä esimerkiksi kaasujen ja kosteuden kehittyminen muuntajaöljyssä. Tähän menetelmään liittyy pientä epävarmuutta, koska mittausolosuhteet vaikuttavat jonkin verran pitoisuuksiin. Tästä on hyvänä esimerkkinä öljyssä oleva kosteus, jonka perusteella voidaan laskea paperissa oleva kosteus kun tiedetään öljyn lämpötila. Kuitenkin paperin ja öljyn välinen kosteustasapaino on todettu riippuvan myös siitä, onko lämpötila nousuvaiheessa vai laskuvaiheessa. Tämä voi tuoda pahimmillaan jopa kymmenien prosenttien eron lopputulokseen. Erikseen otettavan öljynäytteen näytteenotto on tarkkaan ohjeistettu ja se tulee tehdä

juuri ohjeen mukaan. Väärin tehty näytteenotto voi vääristää analyysiä huomattavastikin.

Yksi tärkeimmistä muuntajan kunnonvalvontaan liittyvistä eduista on alkavan vian havaitseminen ennen muuntajan lopullista vaurioitumista. Muuntajan viat jakaantuvat hitaasti kehittyviin vikoihin ja nopeasti kehittyviin vikoihin. Hitaasti kehittyviä vikoja ovat esimerkiksi käämikytkimen valitsimen koskettimien vikaantuminen, erilaiset liitosviat ja käämisulut. Nopeasti kehittyvät viat ilmenevät usein ulkoisten tekijöiden vaikutuksesta, kuten esimerkiksi oikosulut ja äkilliset ylijännitteet. Nopeasti kehittyviin vikoihin ei päästä helposti käsiksi edes reaaliaikaisilla analysaattoreilla ja näissä tapauksissa muuntajan omat suojat toimivat ja erottavat muuntajan verkosta. (Pyykkö 2015).

Hitaasti kehittyvissä vioissa on ratkaisevaa aika vian alkamisesta lopulliseen vikaantumiseen. Jos öljy analysoidaan kahden vuoden välein, on hyvin todennäköistä että vikaan ei ehditä pääsemään käsiksi ennen lopullista vikaantumista. Alkavan vian havaitseminen onkin oleellisesti tehokkaampaa reaaliaikaisella analysaattorilla. Optimitilanteessa analysaattori hälyttää kaasupitoisuuden voimakkaasta noususta käytönvalvontaan, jonka seurauksena käytönvalvonta pyrkii korvaamaan muuntajan kuormituksen ja erottamaan sen verkosta. Tämän jälkeen muuntajasta otetaan tarkempi öljynäyte ja tehdään erilaisia mittauksia vikatyypin määrittämiseksi. Oleellisinta tässä on se, että muuntaja ei välttämättä aiheuta jakelun keskeytystä ja muuntaja on vielä mahdollista korjata. (Pyykkö 2015).

Toinen tärkeä asia kunnonvalvonnassa on muuntajan teknisen eliniän optimointi. Muuntajaöljyn kuntoa seuraamalla voidaan vanhaa muuntajaa pitää verkossa pidempään ja hallita sen vikaantumiseen liittyviä riskejä.

Reaaliaikaisia analysaattoreita on markkinoilla paljon ja hintahaarukka on muutamasta tuhannesta aina kymmeneen tuhansiin euroihin. Edullisemman hintaluokan analysaattorilla saadaan esimerkiksi lämpötila, vety ja kosteus kun taas kalliimmalla saadaan erikseen jopa kahdeksaa eri kaasua. Muuntajan alkaviin vikoihin päästään käsiksi analysaattorilla, joka mittaa vetyä. Vetyä erittyy öljyn sekaan kaikissa vikatyypeissä. Edullisimmilla analysaattoreilla ei voida kuitenkaan kokonaan korvata erillisiä öljyanalyysijä. Kahdeksaa eri kaasua mittaava analysaattori voidaan katsoa korvaavan kokonaan erikseen otettavat öljyanalyysit ja tarjoavat luotettavan tiedon kaasujen kehittymisestä ja trendistä.

Taulukkoon 6.4 on laskettu annuiteettimenetelmällä kolmen erityyppisen analysaattorin vuosikustannus. Analysaattori 1 on perustason analysaattori, joka mittaa vetyä, kosteutta ja lämpötilaa. Analysaattori 2 mittaa yhdistelmävikakaasua ja kosteutta. Analysaattori 3 mittaa kuutta eri kaasua sekä kosteutta. Analysaattoria 1 tai 2 käytettäessä voidaan erillisen öljyanalyysin määräväliä kasvattaa kahteen vuoteen. Analysaattorin 3 tapauksessa määräväleihin otettavista öljyanalyyseistä voitaisiin luopua kokonaan. Pitoajaksi on oletettu 10 vuotta, mutta todellisuudessa se voi olla paljon pidempikin. Viallinen analysaattori voidaan esimerkiksi 10 vuoden iässä vielä korjata pienillä kustannuksilla jos tuotetuki kyseiselle laitteelle on vielä saatavilla.

*Taulukko 6.4. Kaasuanalysaattorin vuotuinen kustannus muuntajaa kohden*

	Investointikustannus		Korkokanta	Pitoaika, vuotta	Kustannus/vuosi	Säästö	Korjattua kustannus/vuosi
Analysaattori 1	5 000,00 €	8 %		10	745,15 €	266,00 €	479,15 €
Analysaattori 2	10 000,00 €	8 %		10	1 490,29 €	266,00 €	1 224,29 €
Analysaattori 3	20 000,00 €	8 %		10	2 980,59 €	532,00 €	2 448,59 €

Taulukosta saa hyvän käsityksen vuotuisista kustannuksista erityyppisillä analysaattoreilla. Tämän perusteella ei kuitenkaan vielä voida tehdä johtopäätöksiä investoinnin kannattavuudesta. Investoinnin kannattavuus lasketaan muuntajakohtaisesti ja siinä otetaan huomioon muuntajan vikataajuus iän funktiona sekä keskeytyksestä aiheutuva kustannus. Kappaleessa 6.2.3 on tehty muuntajakohtaiset laskelmat keskeytyksestä aiheutuvasta kustannuksesta. Taulukkoon on laskettu vikaantumisesta aiheutuva vuotuinen kustannus eri-ikäisillä muuntajille kolmella eri KAH-arvolla. KAH-arvo 20 000 € edustaa kahden päämuuntajan sähköasemaa, jolloin muuntajakohtainen keskeytysaika on noin 10 minuuttia ja muuntajan yhden tunnin KAH-arvo on 100 000 €. KAH-arvo 40 000 € on kuten edellinen, mutta yhden tunnin KAH-arvo on 200 000 €. Kolmannessa laskelmassa kyseessä on yhden päämuuntajan sähköasema, jolloin keskeytysaika on noin 2 tuntia ja muuntajan yhden tunnin KAH-arvo on 100 000 €. Laskelma ei ota huomioon muuntajan vaurioitumisesta aiheutuvaa kustannusta. Yhden tunnin KAH-arvosta ei voida laskea lineaarisesti 10 minuutin arvoa, koska KAH-kustannuksilla on kynnysarvo.

Taulukko 6.5. Vikaantumisen aiheuttama kustannus

Muuntajan ikä	Vikataajuus	Kustannus/vuosi		
		KAH 20 000 €	KAH 40 000 €	KAH 200 000 €
0-15	0,5 %	100	200	1000
16-24	1,0 %	200	400	2000
25-34	1,5 %	300	600	3000
35-50	2,0 %	400	800	4000
> 50	3,0 %	600	1200	6000

Kun verrataan vikaantumisen aiheuttamia kustannuksia analysaattorin vuosikustannuksiin, voidaan analysaattori todeta kannattavaksi investoinniksi useimmissa tapauksissa. Määräävänä tekijänä on muuntajan yksilöllinen KAH-kustannus. Jos muuntajan 10 minuutin KAH-kustannus on 20 000 €, tulee analysaattori 1 kannattavaksi yli 35 vuoden ikäisille muuntajille. Jos KAH-kustannus on 40 000 €, tulee analysaattori 1 kannattavaksi yli 25 vuoden ikäisille muuntajille. KAH-kustannuksella 200 000 € tulee analysaattori 1 kannattavaksi jo uudelle muuntajalle.

Laskelmassa on tehty olettaus, että muuntaja voidaan ottaa hallitusti irti verkosta ja korvata se ilman asiakkaille aiheutuvaa jakelun keskeytystä. Näin ei kuitenkaan välttämättä ole kaikissa tapauksissa, erityisesti jos vika on hyvin nopeasti kehittyvä. Käytäntö on kuitenkin osoittanut, että nämä nopeasti kehittyvät viat ovat selvästi harvinaisempia ja liittyvät usein johonkin ulkoiseen vian aiheuttajaan (Pyykkö 2015). Analysaattorin hyöty on kuitenkin vain niin hyvä kuin sen tuloksia osataan tulkita. Esimerkiksi analysaattorin 1 tapauksessa saadaan vikakaasuista ainoastaan vety, jonka raja-arvot tulisikin asetella riittävän alas. Kaasutuksen kehittymistä tulisi myös seurata ja ottaa tarvittaessa tarkempia öljyanalyysejä tämän perusteella.

Laskelmassa ei ole myöskään otettu huomioon muuntajan korjauksessa syntyviä säästöjä, kun muuntaja voidaan ottaa hallitusti verkosta ennen läpilyöntiin johtavaa vikaantumista. Joissakin tapauksissa muuntaja voi olla korjauskelvoton läpilyöntiin johtavan vikaantumisen jälkeen. Näitä kustannuksia on kuitenkin mahdotonta ottaa tässä laskelmassa huomioon, koska erilaisia vikaantumismekanismeja on useita, eikä niiden suhdetta toisiinsa nähden ole tiedossa.

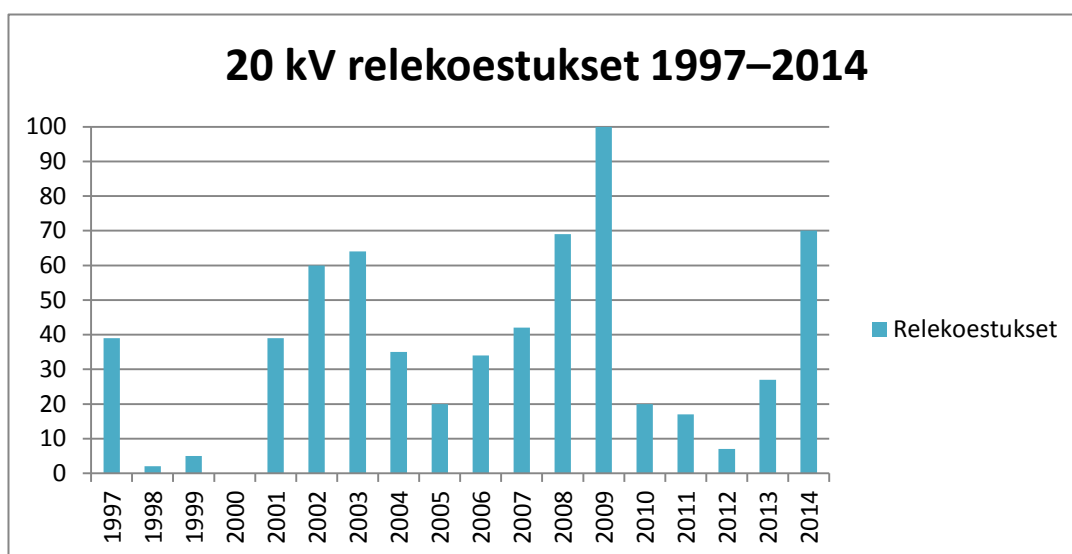
Tässä laskelmassa käytetyt vikataajuudet eivät välttämättä edusta todellisuutta, jonka vuoksi laskelmaan pitää suhtautua hieman kriittisesti. Sen perusteella voidaan kuitenkin hyvin tehdä suuntaa-antavia tulkintoja kannattavuudesta.



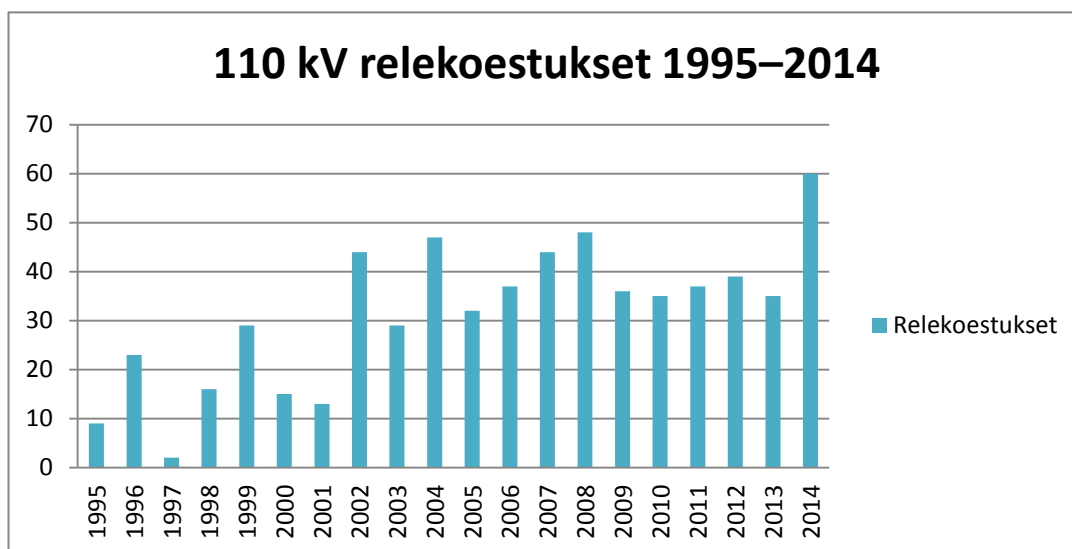
## 6.3 Suojareleet

### 6.3.1 VES:n koestus- ja vikatilastot

20 kV relekoestukset on teetetty kokonaisuudessaan omilla asentajilla. 110 kV relekoestuksista johtolähtöjen ja kiskosuojien koestukset on tilattu ulkoiselta palveluntoimittajalta, mutta muilta osin hoidettu itse. Tutkimusaineistona käytiin läpi kaikki vanhat sähköasemien relekoestuspöytäkirjat ja kerättiin niistä koestuksen yhteydessä mahdollisesti löytyneet viat ja havainnot. Koestuspöytäkirjoja löydettiin viimeisen 20 vuoden ajalta ja ne olivat kaikki kohtuullisen yhteneväisiä. Varsinaisia käytön aikaisia vikatietoja ei ole aiemmin tilastoitu ja niistä saadut havainnot perustuvat asiantuntijahaastatteluun.



Kuva 6.4. Sähköasemien 20 kV relekoestukset 1997–2014



Kuva 6.5. Sähköasemien 110 kV relekoestukset 1995–2014

Koestusmäärät vaihtelevat vuosittain paljonkin. Viime vuosina määräaikaiskoestuksia on alettu jaksottamaan tasaisemmin eri vuosille. Releitä koestettiin vuosina 1997–2014 yhteensä 1280 kpl. Näissä koestuksissa kirjattiin yhteensä 31 havaintoa. Näistä vakavia vikoja oli 1 kpl, jolloin releen laukaisu ei toiminut. Syynä tähän oli johtoeristys riviliit-timen alla. Varsinaisia releen vikoja kirjattiin 3 kpl. Yhdessä viassa releen kahdennus ei toiminut. Kahdennuksen tarkoitus on kaksinkertaistaa asetteluarvot kytkentähetkellä kytkentävirtasysäyksen aiheuttaman laukaisun välttämiseksi. Muissa vioissa releen jäl-leenkytkentä ja distanssireleen apuyhteyden lähtökosketin ei toiminut. Muita havaintoja kirjattiin 28 kpl, joissa kaikissa oireena oli jonkin tiedon välittyminen käytönvalvon-taan. Viat eivät olleet releessä vaan käytönvalvontaan otetuissa tiedoissa. Suurin osa näistä havainnoista tehtiin ensimmäisessä määräaikaiskoestuksessa. Releiden vikataa-juus määräaikaiskoestustilanteessa saadaan laskettua kaavalla 6.1.

$$\lambda_1 = \frac{3 \text{ vikaa}}{1280 \text{ koestusta}} * 100 \% = 0,23 \% \quad (6.1)$$

Käytönaikaisia, eli relekoestuksen ulkopuolella ilmenneitä vikoja ei ole tilastoitu, mutta niitä on ollut kymmeniä vastaavalla ajanjaksolla. Releen vikaantuminen on tapahtunut kokemuseräisen tiedon perusteella äkillisesti, eikä niitä olisi voitu löytää koestuksen yhteydessä. Osa vikaantumisista on aiheuttanut releen aiheettoman laukaisun ja osa on löytynyt releen itsevalvonnan avulla (Hietaranta 2015). Useimmissa tapauksissa releen väärä toiminta on johtunut asetteluvirheestä. Näitä ovat olleet maasulkusuojan toimimi-nen väärään suuntaan ja päämuuntajan kytkentäryhmän virheellinen sovitus. Maasul-kusuojan toimiminen väärään suuntaan aiheuttaa viallisella lähdöllä suojauksen siirty-misen varasuojalle, jolloin pahimmillaan noin puolelle sähköaseman kuluttajista seuraa keskeytys. Muuntajan kytkentäryhmän sovituksen virheellisyys differentiaalireleellä aiheuttaa virheellisen päämuuntajakatkaisijoiden laukaisun, koska rele näkee normaalin kuormitusvirran erovirtana (virran vaihesiirto 180 astetta). Osassa tapauksista vika on ollut toisiopiireissä. Näitä ovat olleet esimerkiksi oikosulkukamman jääminen liittämiin relekoestuksen jälkeen, joka aiheutti viallisella johtolähdöllä releen toimimattomuuden ja suojauksen toiminnan toisella portaalla. Yhdessä tapauksessa virtamuuntajan toi-siopiiri oli jäänyt auki ja rele ei nähnyt vikavirtaa. Tämän seurauksena suojaus toimi seuraavalla portaalla aiheuttaen keskeytyksen useaan johtolähtöön. (Erhiö 2015).

### 6.3.2 Helen Sähköverkko Oy:n vikatilastot

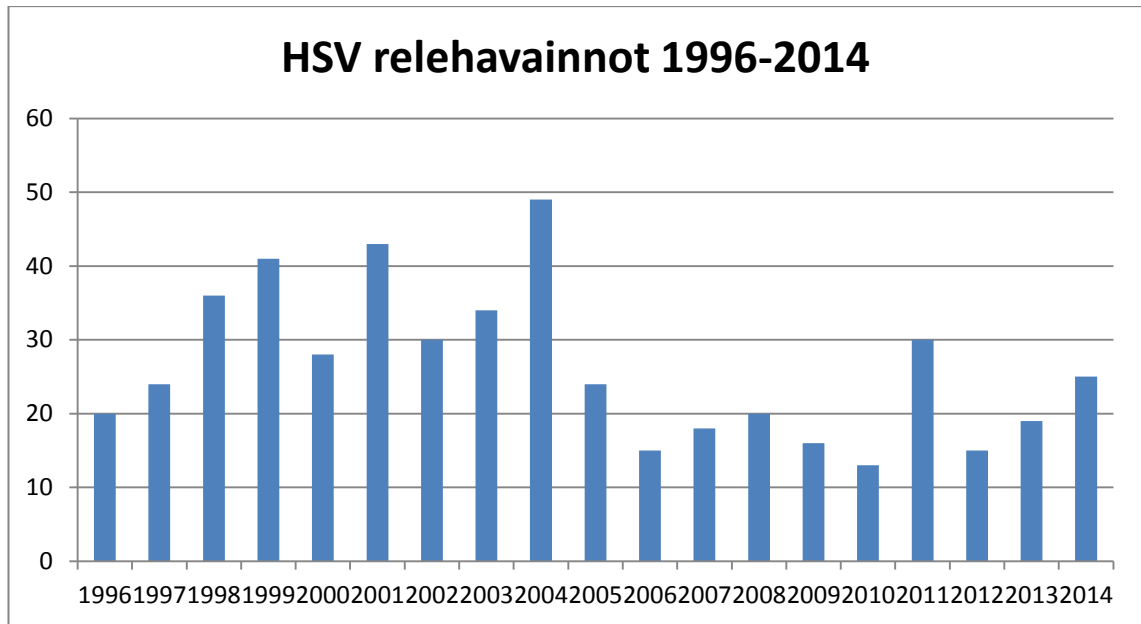
Tutkimusaineistona saatiin käyttöön Helen Sähköverkko Oy:n (jäljempänä HSV) relesuojaukseen liittyvät vikatilastot vuosilta 1996–2014. Vikatilastointia on tehty Excel-taulukkoon, johon on kirjattu päivämäärä, releen sijainti, releen tiedot, kirjaajan tiedot ja vian sanallinen selitys. Suojareleiden kokonaismäärästä ei ollut käytettävissä tarkkaa tietoa kyseiselle aikavälille, mutta määrä on ollut noin 2000 kpl. Kyseisenä aikavälinä on rakennettu uutta ja saneerattu vanhaa suojausta, mutta kokonaismäärä on pysynyt likipitään samana. Vanhoissa staattisissa releissä oli tyypillisesti erikseen esimerkiksi ylivirta- ja maasulkusuojaus, kun uuden sukupolven numeerisissa releissä ne toiminnot on yhdistetty samaan releeseen. Koestustilanteessa havaitut viat ovat tässä mukana, mutta niitä ei ole eritelty.

Havaintoja oli tehty yhteensä 500 kpl, joista varsinaisia relevikoja oli 286 kpl. Vuositainen keskimääräinen vikataajuus saadaan laskettua kaavalla 6.2. Vakaviksi vioiksi voidaan laskea suojan toimimattomuus, virheellinen laukaisu ja laukaisu/mittaussiirien viat. Näiden osuus kaikista vioista oli tarkastelujaksolla 48 kpl. Näiden vikataajuus saadaan kaavalla 6.3.

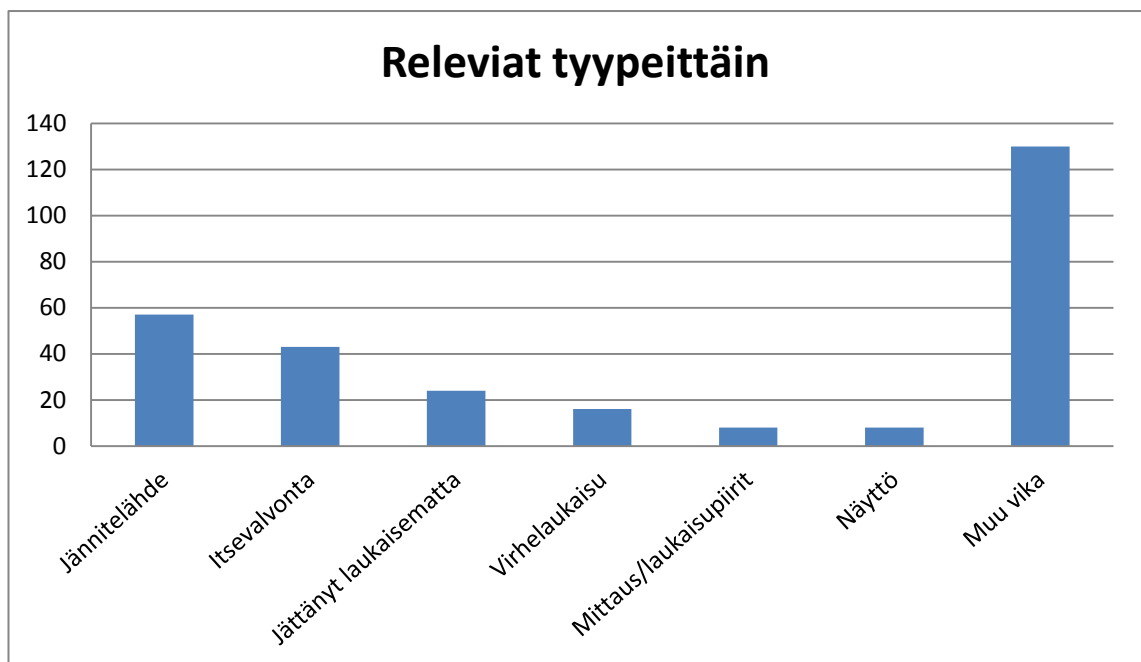
$$\lambda_1 = \frac{286 \text{ kpl}/19a}{2000 \text{ kpl}/a} * 100 \% = 0,75 \% \quad (6.2)$$

$$\lambda_2 = \frac{48 \text{ kpl}/19a}{2000 \text{ kpl}/a} * 100 \% = 0,13 \% \quad (6.3)$$

Kuvassa 6.6 on havaintojen jakaantuminen eri vuosille ja kuvassa 6.7 on jaettu viat tyypeittäin.



Kuva 6.6. HSV:n relesuojaukseen liittyvät havainnot vuosilta 1996–2014



Kuva 6.7. Releviat vuosilta 1996–2014 tyypeittäin

Jännitelähdeviat ovat olleet selvästi yleisimpiä. Niiden määrä on kuitenkin vähentynyt selvästi tarkasteltavan jakson loppupuolella. Tilaston mukaan jännitelähdevikoja oli ollut selvästi eniten vanhoissa staattisissa releissä, joissa ei ole itsevalvontaa. Jännitelähdevikoja oli havaittu säännöllisen jännitteenmittauksen yhteydessä ja koestustilanteissa. Numeerisissa releissä itsevalvonta oli löytänyt vian lähes kaikissa tapauksissa. Releiden itsevalvonta oli kuitenkin usein antanut hälytyksen ilman selkeää syytä. Näissä

tapauksissa hälytys oli poistunut releen uudelleen käynnistyksellä. Suojareleen laukaisun toimimattomuuksia oli kirjattu 24 kpl. Näistä 22 kpl oli havaittu omien testausten yhteydessä ja 2 kpl oli havaittu vian yhteydessä. Virheellisiä laukaisuja oli tullut 16 kpl. Näistä viidessä tapauksessa rele oli itsevalvova, mutta virhelaukaisunkaan jälkeen rele ei indikoinut vikaa. Toisiopiirien vikoja (mittaus-/laukaisupiirit) oli havaittu 8 kpl. Näistä kahdessa tapauksessa akuston maasulun aiheuttama häiriöjännite oli aiheuttanut suojareleen lukkiutumisen. Löysiä liitoksia havaittiin 2 kpl, mittauspiirin vikoja 1 kpl, laukaisupiirin vikoja 1 kpl, apurelevikoja 1 kpl ja yksi auki jäänyt hälytysliitin. Muita vikoja kirjattiin yhteensä 130 kpl. Näitä olivat esimerkiksi releen toimimattomuus ja releen epävarma toiminta.

### 6.3.3 Valmistajan suosittelemat huolto-ohjeet

Oman koestuksen piirissä olevat releet ovat pääosin ABB:n valmistamia. Yleisimmät reletyypit ovat kennotermiinaalit SPAC 531 ja REF 543. SPAC-sarjan releet kuuluvat numeerisiin releisiin ja ne ovat vuosilta 1988–1997. SPAC-sarjan releissä on erillisinä moduuleina mittaavat kortit, joita ovat esimerkiksi ylivirtamoduuli ja maasulkumoduuli. REF-sarjan releet ovat vuosilta 2000–2014 ja ne ovat numeerisia releitä. Niiden toiminta on tietyin rajoituksin vapaasti ohjelmoitavissa. Laittevalmistajan käyttöohjeissa kohdassa ylläpito ja huolto sanotaan seuraavaa:

*”Suojareleen toimiessa teknisissä tiedoissa määritellyissä ympäristöolosuhteissa rele ei tarvitse erityistä ylläpitoa. Suojarele ei sisällä osia tai komponentteja, jotka ovat alttiita mekaaniselle tai sähköiselle kulumiselle normaaleissa käyttöolosuhteissa.”* (ABB 1992, ABB 1999).

Laittevalmistajan näkemys on siis, ettei rele vaadi varsinaisia huoltotoimenpiteitä. SENER (nyk. Energiateollisuus) on tehnyt verkostosuositukset, joiden mukaan suojareleet tulisi koestaa 6 vuoden välein (itsevalvovat) tai 3 vuoden välein (ei itsevalvontaa). Relekoestus ei ole varsinaista huoltotyötä, vaan sillä testataan ja todennetaan releen asettelujen mukainen toiminta. Koestuksessa ei todeta ainoastaan itse laitteen toiminta, vaan myös siihen liittyvien mittaus- ja laukaisupiirien sekä kaukovalvonnan toimivuus. Rele on myös järjestelmän toiminnan kannalta kriittinen, jonka vuoksi sen toiminnan varmentaminen säännöllisin väliajoin on välttämätöntä.

Releissä on ollut jo kauan itsevalvonta-ominaisuuksia, mutta uuden sukupolven releissä valvonta on jo erittäin hyvällä tasolla. Lähes kaikkea muuta voidaan valvoa, mutta varsinaiset laukaisun lähtökoskettimet ovat valvonnan ulkopuolella.

## 6.4 110 kV katkaisijahuollot

Katkaisijahuollot on teetetty ulkopuolisen palvelutoimittajan toimesta. Huolto on toteutettu mittaavana ja avaava huolto on teetetty ainoastaan vikatapauksissa. Omien katkaisijoiden osalta aineistoa ei ole riittävästi luotettavan otannan saamiseen, joten tässä työssä tukeudutaan oman kokemuseräisen tiedon ja huoltoraporttien lisäksi Kuosan (2007) diplomityöhön, jossa aineistona on käytetty Fingridin katkaisijapopulaatiota.

Oheisessa taulukossa on katkaisijoiden vikataajuudet ja otannan keskimääräinen ikä.

*Taulukko 6.6. Katkaisijoiden keskimääräiset vikataajuudet [1/a] ja keski-ikä (Kuosa07)*

<i>Tyyppi</i>	<i>Major</i>	<i>Minor</i>	<i>M+m</i>	<i>Keski-ikä</i>
HGF	0,006	0,057	0,063	17
LTB	0,002	0,037	0,039	6
S1-123F1	0,028	0,189	0,217	6
8DN8	-	0,054	0,054	16

Tuloksista voidaan päätellä, että erityisesti vakavia major-vikoja ei ole havaittu paljon. Tutkimuksessa oli analysoitu tarkemmin iän vaikutusta katkaisijan vikaantumiseen. Lopputuloksena todettiin, ettei iällä ja vikaantumisella ole voimakasta korrelaatiota. Huoltotilanteessa (1998–2006) vikoja oli löydetty keskimäärin 10 %:sta katkaisijoita ja näistä vakavia major-vikoja oli ollut 0,3 % (Kuosa 2007).

Omana tutkimusaineistona käytiin läpi katkaisijoiden huoltoraportteja edellisiltä vuosilta sekä kokemuseräistä tietoa. Huoltoraporttien mukaan katkaisijoissa ei ole havaittu mainittavampia vikoja huollon yhteydessä. Havaintona on tehty esimerkiksi alhaisia kaasupitoisuuksia. Huollon yhteydessä on useaan kertaan tutkittu katkaisijan kaasuvuotoja. Nämä ovat kuitenkin löytyneet aina oman kunnonvalvonnan seurauksena (kaasun tiheysvahti) ja sen perusteella katkaisijalle on tilattu huolto. Katkaisijoiden toimintakerrat ovat olleet huoltoväleillä erittäin vähäisiä. Vikojen määrä 110 kV verkossa on huomattavan pieni, josta mainittakoon esimerkiksi vuonna 2014 sattuneet viat, joita oli 2 kpl. Molemmat viat olivat ukkosen aiheuttamia maasulkuvikoja. Katkaisijoiden ohjauskerrat koostuvat pääosin suunniteltujen kytkentöjen aikana tehdyistä hallituista ohjauksista.

### 6.4.1 Valmistajan suosittelemat huolto-ohjeet

Valmistajan suosittelemat huolto-ohjeet poikkeavat hieman valmistajasta riippuen. AEG:n S1-145 katkaisijalle tulisi tehdä tarkastus kuuden vuoden välein ja varsinainen huolto 12 vuoden välein. Tarkastus käsittää ohjaimen visuaalisia tarkastuksia, jotka voidaan tehdä käytön aikana. Näitä ovat esimerkiksi silmämääräinen tarkistus (ohjain, pilarit), metalliosien ja putkistojen korroosiovaurioiden tarkastus, tuuletusaukkojen tarkastus, lämmityksen tarkastus ja SF<sub>6</sub>-paineen tarkastus. Huolto on hieman laajempi ja käsittää tarkastuksia, mittauksia ja toiminnallisia kokeita. Tämä vastaa nykymallin mukaan tehtävää mittaavaa huoltoa.

ABB:n LTB 145 katkaisijalle valmistaja suosittelee tarkastuksia 2–4 vuoden välein ja laajempaa tarkastusta 14–16 vuoden välein. Käytännössä normaali tarkastus käsittää lähes samat toimenpiteet kuin edellisessä kappaleessa luetellut. Laajempi tarkastus taas vastaa nykymallin mukaan tehtävää mittaavaa huoltoa.

## 6.5 110 kV erotinhuollot

110 kV erotinhuollot on tehty kaikille sähköasemille 5 vuoden välein, lukuun ottamatta GIS-kojeistoja. Luotettavan tutkimusaineiston näkökulmasta määrät jäävät kuitenkin sen verran pieneksi, että tässä työssä tukeudutaan oman kokemuseräisen tiedon lisäksi Kuosan vuonna 2007 tekemään diplomityöhön. Kyseisessä työssä selvitettiin Fingridin 110 kV erottimien vikaantumista erotintyypeittäin.

Vuoteen 2006 mennessä erotinvikoja oli kirjattu yhteensä 1424 kpl, joista 10 % oli ollut vakavia vikoja. Vakava vika (Major) tarkoittaa, ettei erottimen käyttö ole enää mahdollista ilman korjausta. Tässä kokonaisuudessa on kuitenkin mukana erottimia, joita VES:llä ei ole käytössä. Tässä työssä keskitytään ainoastaan erottimiin, joita myös VES:llä on käytössä.

VES:llä valtaosa 110 kV erottimista on Strömbergin valmistamia OJYD- tai OJYW-tyyppisiä tai Hapamin valmistamia GSSB- tai SSB-tyyppisiä. Seuraavassa taulukossa on laskettu edellä mainittujen erottimien keskimääräinen vikataajuus. Keski-ikä tarkoittaa tutkittujen erottimien keskimääräistä ikää.

Taulukko 6.7. Erottimien keskimääräiset vikataajuudet [1/a] ja keski-ikä (Kuosa 2007)

Tyyppi	Major	Minor	M+m	Keski-ikä
OJYD	0,0009	0,0136	0,0148	26
OJYW	0,0009	0,0114	0,0123	23
GSSB	0,002	0,0233	0,0253	8
SSB	0,0032	0,012	0,0152	8

Tuloksista nähdään heti, että vakavien major-vikojen todennäköisyys on erittäin pieni. Tämä johtunee siitä, että erottimen vikaantuminen aiheuttaa hyvin harvoin jakelun keskeytymisen. Tutkimuksessa tehdyn tarkemman analyysin perusteella todettiin, että näillä erottimilla vikaantumisessa ei ole voimakasta korrelaatiota ikään ja ne vikaantuvat melko satunnaisesti. Näistä GSSB-erotin on niin uusi, ettei huoltokertoja ollut tätä tutkimusta tehdessä kertynyt vielä riittävästi lopullisen johtopäätöksen tekemiseen. Huollossa oli havaittu vika keskimäärin 9 %:ssa erottimista (huollot välillä 1998–2006). Näistä vakavien major-vikojen lukumäärä oli 0,3 % (Kuosa 2007).

Oman kokemuseräisen tiedon mukaan erottimet eivät ole aiheuttaneet keskeytykseen johtanutta vikaa. Tyypillinen vika on erottimen jäykistynyt ohjainmekanismi ja sähköisessä piirissä olevat viat. Sähköisessä piirissä oleva vika on ollut esimerkiksi erottimen ohjauksen apureleen jumiutuminen. Tämä vika ei estä erottimen ohjausta, vaan se voidaan ajaa kiinni tai auki paikallisesti. GSSB-tyyppisen tartuntaerottimen kulmavaihteessa oli tyyppivika, joka aiheutti erottimen toiminnallisia vikoja. Kulmavaihteet on uusittu normaalien huoltojen yhteydessä, eivätkä ne ole enää aiheuttaneet ongelmia.

## 6.6 20 kV katkaisijahuollot

Lähes kaikki VES:n käytössä olevat katkaisijat ovat tyhjö- tai SF<sub>6</sub>-eristeisiä. Valtaosa katkaisijoista on ABB:n HPA (SF<sub>6</sub>), VD4 (tyhjö) tai Holecin NVM (tyhjö) tyyppiä. Yhdellä sähköasemalla on vielä käytössä vähäöljykatkaisijoita, mutta ne poistuvat käytöstä sähköaseman saneerauksen yhteydessä vuonna 2016. SF<sub>6</sub>- ja tyhjökatkaisijoiden katkaisukammiot ovat huoltovapaita, joten niiden kohdalla huolto kohdistetaan katkaisijan ohjaimeen. Ohjaimeen tehdään voiteluhuolto kunkin katkaisijatyypin valmistajan ohjeen mukaisesti. Tämän lisäksi mitataan ylimenovastus kaikista vaiheista ja viritysmoottorin virta. Tyhjökatkaisijassa voidaan lisäksi testata katkaisukammion eristyskyky, mutta se ei kuulu valmistajan suosittelemiin huoltotoimenpiteisiin.



Katkaisijoita on sähköasemien lisäksi myös muuntamoilla. Muuntamokäytössä osa katkaisijoista ei ole suojareleen ohjaamia. Tällöin katkaisijaa voidaan ohjata kaukokäytöllä, mutta vikatilanteessa sen tehtävä ei ole laukaista. Katkaisijan huoltovälin määrittämisessä on tämän perusteella kannattavaa ottaa huomioon katkaisijan tehtävä ja sijoituspaikka. Sähköaseman syöttökentässä olevan katkaisijan toimintavarmuus on oleellisesti tärkeämpää kuin muuntamolla olevan katkaisijan, jonka tehtävä ei ole erottaa vikaa.

*Taulukko 6.8. VES:n 20 kV katkaisijat tyypeittäin*

	<i>Sähköasemalla</i>	<i>Muuntamoissa</i>
HPA 24 (sf6)	45	61
NVM (tyhjö)	81	0
OSAN24 (vähäöljy)	14	2
SION (tyhjö)	12	0
VA6312/VA6320 (tyhjö)	24	0
VD4 (tyhjö)	104	16

### 6.6.1 Valmistajan suosittelemat huolto-ohjeet

Valmistajan suosittelema kunnossapito jakautuu kolmeen eri osaan:

- Tarkastuksessa selvitetään katkaisijan sen hetkinen kunto.
- Huollossa tehdään toimenpiteet katkaisijan toimintakunnon ylläpitämiseksi.
- Korjauksessa tehdään toimenpiteet katkaisijan kunnan palauttamiseksi.

HPA-katkaisijalle on tehtävä kaasunpaineen ja ohjaimen tarkastus 5 vuoden välein. Tämän lisäksi katkaisijaa on koeohjattava, jos sitä ei ole käytetty tarkastusvälin aikana. Ohjainosan puhdistus ja voitelu suositellaan tehtäväksi 10 vuoden välein. Huolto-ohjeissa määrävälit kerrotaan yleensä aikaperusteisena ja toimintakertaperusteisena. Sähköasemakäytössä huollot toteutetaan lähes aina aikaperusteisena, koska toimintakerat ovat sallittuihin määriin nähden huomattavasti pienempiä.

VD4-katkaisijoiden ohjaintyyppit vaihtelevat hieman, joten huolto-ohjeet poikkeavat hieman toisistaan. Pääosin valmistajan suosittelema huoltoväli on neljä vuotta tarkastukselle ja voiteluhuolto tehdään tarpeen mukaisesti.

## 6.7 20 kV kojeistohuollot

Kojeistohuolloista ei ole tehty erillistä huoltoraporttia. Kojeston huolto on käsittänyt kojeistossa olevien erottimien ja ohjaimien visuaalisen tarkastuksen ja voitelun sekä mahdollisen katkaisijavaunuohjaimen mekanismin toiminnan tarkastuksen ja voitelun. Kojestojen huoltoväli on ollut 10 vuotta. Kokemusperäisen tiedon mukaan huoltoväli on ollut riittävä ja ongelmia toimivuuden kanssa ei ole ilmennyt merkittävästi. Sähköasemalla kojeistot ovat kuitenkin erityyppisiä ja toisten kojeistojen mekanismi on herkempi vikaantumaa ja vaatii enemmän huoltoa kuin toiset. Tämän vuoksi yhdenmukaisen huolto-ohjelman laatimisella ei päästä parhaaseen mahdolliseen lopputulokseen.

Kojeston toiminnassa on ilmennyt verrattain vähän ongelmia. Yhden sähköaseman kojeistossa kiskotukieristimet pettivät ja aiheuttivat kojeston vikaantumisen. Eräässä kaasukojestossa hitsausseamat pettivät ja aiheuttivat kaasuvuodon. Molemmat viat olivat rakenteellisia virheitä, jotka saatiin korjattua. Erottimen toiminnassa on havaittu ongelmia, jotka ovat johtuneet väärentyyppisistä rasvoista. Yksi tyypillinen ongelma oli rasvan pikeentyminen, joka aiheutti ohjainmekanismin jumimisen. Tämän seurauksena erottimen moottori rikkoutui. Pitkästä huoltovälistä aiheutuvia ongelmia ei ole havaittu. Sähköasemakojestoilla yhtenä riskinä voi nähdä niiden vähäisen toimintamäärän. Yhden huoltojakson välillä voi olla erottimia, jotka eivät ole toimineet kertaakaan. (Hieta-ranta 2015).

### 6.7.1 Valmistajan suosittelemat huolto-ohjeet

Sähköasemilla on käytössä ABB:n MH-kojeistoja vuosilta 1990–1998, Sprecherin kojeisto vuodelta 1991, Holecin MMS-kojeistoja vuosilta 1997–2002 ja ABB:n Unigear-kojeistoja vuosilta 2010–2014.

Valmistajan mukaan MH-kojeston mekaaninen elinikä on yli 1000 toimintoa ilman huoltoa. Ohjausvivustojen laakerit ovat kestovoideltuja, eikä niitä tarvitse ohjeen mukaan uusintavoidella normaaliolosuhteissa. Pitkään käyttämättä olleita laitteita tulisi ohjata muutamia kertoja mahdollisuuksien mukaan. Maadoituskytkimet ovat huoltovapaista normaaliolosuhteissa. Kuitenkin muutamia kytkimiä ja kosketinosia suositellaan voideltavaksi 5 vuoden välein.

Holecin MMS huolto-ohjeissa kerrotaan, että kojeisto ei tarvitse paljon huoltoa. Määräaikaistarkastukset suositellaan tehtäväksi kuivissa olosuhteissa pienellä kytkentätihey-

dellä 10 vuoden välein. Ohjeissa ei ole kerrottu kovin tarkasti suositeltavia toimenpiteitä. Ohjeet ovat esimerkiksi MH-kojeiston ohjeeseen verrattuna paljon yleisemmällä tasolla ja niissä suositellaankin kääntymään valmistajan puoleen, jos huollolle ilmenee tarvetta.

ABB:n Unigearin huolto-ohjeissa annetaan tarkastukselle ja huollolle 4 vuoden aikaväli normaaleissa käyttöolosuhteissa. Huolto tehdään tarvittaessa tarkastustulosten perusteella. Tarkastukset painottuvat silmämääräisiin tarkastuksiin (likaisuus, murtumat) ja mekaanisten kireyksien tarkastuksiin. Huoltotoimenpiteet ovat kosketinpintojen puhdistusta, rasvausta ja kytkinlaitteiden toiminnallisia kokeita.

Käytäntö on osoittanut, että MH-kojeiston huoltoväli 10 vuotta on ollut sopiva ja toiminnallisia ongelmia ei ole ilmennyt. Kojeiston rakenne on yksinkertainen ja se on toiminnaltaan kohtuullisen varma. Holecin kojeistolle on tehty huolto myös 10 vuoden välein. Erottimien ohjainmekanismi on kuitenkin herkkä ja aiheuttaa toimintahäiriöitä, jos se kerää pölyä tai voitelurasva kuivaa. Näistä syistä aiheutuneet toiminnalliset ongelmat ovat voineet aiheutua vääränlaisen voitelurasvan käytöstä. Unigearin kojeistot ovat niin uusia, ettei niistä ole vielä saatu kokemuseräistä tietoa. Valmistajan ohjeistama huolto- ja tarkastusväli on kuitenkin tiheä muihin kojeistoihin verrattuna, vaikka ohjainmekanismit ovat toiminnaltaan yksinkertaiset.

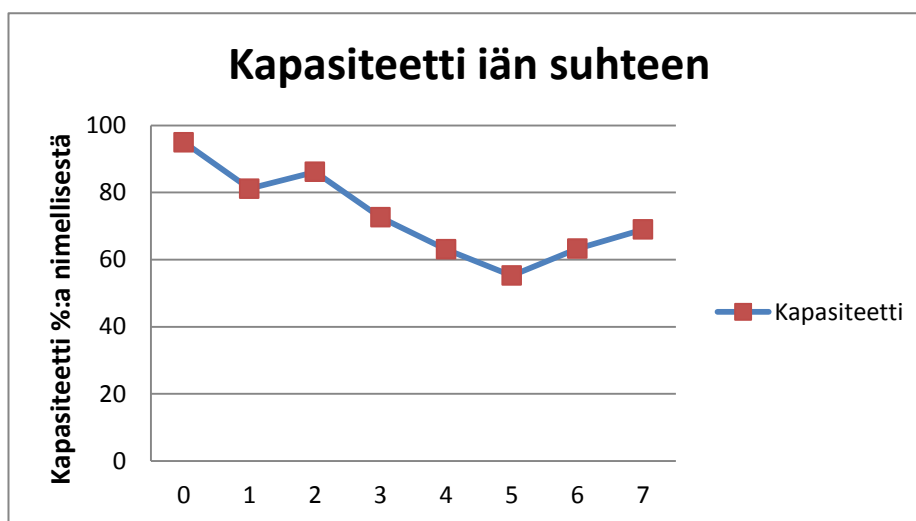
## **6.8 Akustojen koestukset**

Tutkimusaineistona käytiin läpi akkujen koestuspöytäkirjoja ja tehtiin niiden perusteella yhteenveto. Akustot voidaan jakaa eri luokkiin niiden rakenteen ja tehtävän perusteella. Rakenteeltaan käytetyt akut ovat suljettuja akkuja ja avoimia akkuja. Tehtävä niillä voi olla sähköaseman suojaus- ja ohjaustoimintojen varmistaminen, sähköaseman käytönvalvontatoimintojen varmistaminen tai muuntamon suojaus- ja käytönvalvontatietojen varmistaminen. Kapasiteettikokeet on tehty aiemmin purkamalla akustosta vain alle 50 % niiden nimelliskapasiteetista. Vuodesta 2013 alkaen kapasiteettikokeet on tehty kuormittamalla akustoa 75 % nimelliskapasiteetista. Tällä tavoin on saatu parempaa tietoa akuston kunnosta. Tutkimusaineistoa on saatu ABB:ltä vuosilta 2007–2011.

Tutkimusaineiston perusteella todettiin, että suljettujen akkujen elinikä oli välillä 5–7 vuotta. Elinikä tulee yleensä täyteen kun vähintään yhden akun kapasiteetti on laskenut alle 50 %:iin. Yksikin huono akku saattaa kuluttaa muita akkuja kiihtyvällä tahdilla. Akkujen laaduissa on myös huomattavia eroja. Heikkolaatuisista akuista osa on kapasi-

teetiltaan alhaisia jo käyttöönotettaessa tai parin vuoden kuluessa käyttöönotosta. Suljet-  
tujen akkujen huoltotarve on pieni, mutta kapasiteettikokeet on kuitenkin suotavaa tehdä  
määrävälein akuston kunnon varmistamiseksi.

Kapasiteettikoeraportteja käytiin läpi yhteensä 84 kpl ja niistä tehtiin iän mukaiset kes-  
kiarvot. Tutkittavat akustot ovat kaikki suljettuja.



*Kuva 6.9. Akustojen kapasiteetti iän suhteen*

Kuvasta nähdään, että kapasiteetin ja iän suhteen on olemassa selvä korrelaatio. Yli 7 vuotta vanhoja akustoja ei ole esitelty, koska niitä oli testattu enää yksittäisiä. Tämän aineiston perusteella akuston elinikä tulee yleensä aiemmin täyteen.

Avoimet akut todettiin kokemuseräisen tiedon ja koestuspöytäkirjojen perusteella varmatoimisiksi ja pitkäikäisiksi. Akkujen keskimääräinen elinikä oli välillä 14–18 vuotta. Eliniän päättymisen on havaittu joko alhaisena kapasiteettina tai vuotoina. Avoimet akut ovat varmatoimisia, eivätkä tiheästi tehtävät kapasiteettikokeet ole välttämättömiä. Akut vaativat kuitenkin vuosittaisen tarkastuksen ja vesityksen.

Akustoille on tehty kapasiteettikokeiden lisäksi konduktanssimittauksia. Nämä mittaukset on kuitenkin todettu hyvin epäluotettavaksi. Mittauksia on tehty esimerkiksi akuille, jotka on todettu kapasiteettikokeissa selvästi heikentyneiksi (< 50 % nimellisestä). Näissä mittauksissa ei ole todettu mitään poikkeamaa terveisiin akkuihin verrattuna. Yksittäisiä rikkoutuneita akkuja on löydetty jännitemittauksen avulla. Viallisen akun napajännite laskee ja terveiden akkujen napajännitteet nousevat ja pitävät koko akuston jännitteen vakiona (vakiovaraustilanteessa).

### 6.8.1 Akuston kunnonvalvonta

Akustojen kunnonvalvonta voidaan toteuttaa kapasiteettikokeilla, akkukohtaisella jännitteenseurannalla (online) tai akun sisäisen impedanssin mittauksella. Yleensä kunnonvalvontamenetelmänä käytetään näiden yhdistelmää. VES:n sähköasemista kahdella on käytössä online-kunnonvalvontamenetelmänä akkukohtainen jännitteen mittaus. Laitteisto mittaa akkukohtaisia jännitteitä ja lähettää tiedon reaaliaikaisesti käytönvalvontaan. Käytönvalvontajärjestelmään (SCADA) voidaan asettaa hälytysrajat akkukohtaisesti.

Akustojen kunnonvalvonta on nykymallin mukaisesti koostunut ainoastaan määrävälein tehtävistä kapasiteettikokeista. Kapasiteettikokeet on tehty purkamalla akustosta korkeintaan 75 % sen nimelliskapasiteetista. Waltarin (2015) mukaan alle 80 %:n laskenut kapasiteetti on akulle jo kriittinen. Yksittäisen akun kunto voi tämän jälkeen romahtaa nopeastikin.

Akuston kuntoa mittaavana toimenpiteenä kapasiteettikoe on luotettavin menetelmä (Waltari 2015). Muita kuntoa mittaavia menetelmiä ovat konduktanssin mittaaminen ja akkukohtaisen jännitteen seuranta. Konduktanssimittaus vaatii seuranta ja trendien avulla voidaan päästä käsiksi vialliseen akkuun. Menetelmä ei ole kuitenkaan luotettava ja se antaa ainoastaan suuntaa antavaa tietoa. Akkukohtainen jännitteenmittaus paljastaa osan vioista. Online-jännitteenseurannan kannattavuuden laskeminen vaatisi kuitenkin tarkempaa tutkimustietoa.

## 6.9 Käyttöhäiriöt

Kunnossapitotöiden yhteydessä joudutaan usein erottamaan huollettava verkon osa jännitteistä erilaisilla kytkentätoimenpiteillä. Aina kun tehdään kytkentätoimenpiteitä, on olemassa riski inhimillisille virheille, esimerkiksi ohjataan väärää kytkinlaitetta ja aiheutetaan sillä jakelun keskeytys asiakkaille tai jopa vaaraa ihmisille. Toisaalta myös huollon yhteydessä on voitu tehdä virhe, joka aiheuttaa jakelun keskeytyksen laitetta käyttöön otettaessa tai myöhemmin. Esimerkkinä releen koestuksessa laukaisuliitin voi jäädä auki ja aiheuttaa vian myöhemmin kun katkaisija ei ohjaudu vikatilanteessa auki.

Kunnossapitosuunnittelussa tulee ottaa huomioon myös edellä mainituista häiriöistä pitkällä tähtäimellä aiheutuvat kustannukset. Tämän voisi tiivistää siten, että turhia

huoltoja ei kannata tehdä. Tutkimusaineistona ovat VES:n ja Energiateollisuuden keskeytystilastot.

VES:n tilastojen mukaan sähköasemilla on tapahtunut käyttö- tai hoitovirheitä yhteensä 21 kpl vuodesta 1981 asti. Oheisessa taulukossa on tehty vertailu Energiateollisuuden (jäljempänä ET) tilastoihin, joka kattaa lähes kaikki Suomen verkkoyhtiöt.

*Taulukko 6.9. VES:n käyttöhäiriöiden vertailu ET:n tilastoihin*

	<b>ET keskeytystilasto</b>			<b>VES keskeytystilasto</b>		
	Käyttö- ja hoitovirheet sähköasemilla			Käyttö- ja hoitovirheet sähköasemilla		
	kpl/asema	mpk/mp	mph/mpk	kpl/asema	mpk/mp	mph/mpk
1999	0,05	0,01	0,01	0,22	0,15	0,02
2000	0,04	0,01	0	0,00	0,00	
2001	0,07	0,02	0,01	0,22	0,07	0,22
2002	0,07	0,01	0	0,00	0,00	
2003	0,04	0,01	0	0,11	0,11	0,03
2004	-	-	-	0,11	0,01	0,00
2005	0,07	0,04	0	0,11	0,04	0,00
2006	0,1	0,05	0,01	0,00	0,00	
2007	0,1	0,01	0,01	0,11	0,00	0,17
2008	0,09	0,05	0,01	0,00	0,00	
2009	0,06	0,03	0	0,00	0,00	
2010	0,12	0,05	0,02	0,00	0,00	
2011	0,1	0,04	0,01	0,00	0,00	
2012	0,05	0,01	0,01	0,11	0,01	0,17
2013	0,13	0,07	0,01	0,00	0,00	
keskiarvo	0,07	0,03	0,01	0,07	0,03	0,04

missä            kpl/asema    Sattuneet virheet jaettuna sähköasemien lukumäärällä.  
                      mpk/mp        Keskeytyksessä olleet muuntopiirit jaettuna muuntopiirien lukumäärällä.  
                      mph/mp        Muuntopiirien yhteenlaskettu keskeytysaika jaettuna muuntopiirien lukumäärällä.

VES:n keskeytystilastot ovat lähes identtiset valtakunnalliseen keskiarvoon verrattuna. Ainoastaan muuntopiirien yhteenlaskettu keskeytysaika jaettuna muuntopiirien lukumäärällä on selvästi korkeampi valtakunnalliseen tason nähden. Tämä ei kuitenkaan anna todellista kuvaa inhimillisen virheen todennäköisyydestä, koska Vantaan alueella kytkentöjen määrä suhteessa muuntopiireihin on ollut valtakunnan tasoa korkeampi. Kytkentöjen suurempi määrä selittyy Vantaan kaupungin alueesta, joka on rakentunut tällä aikavälillä voimakkaasti. VES:n keskeytystilastosta kuitenkin nähdään, että sattuneet viat ovat hyvin harvinaisia. Tästäkin syystä tilaston keskiarvon perusteella on hyvin hankala vetää kovin luotettavia johtopäätöksiä. Käytettävissä ei ollut tietoa yksittäis-

ten vikojen aiheutumisesta, mutta kokemusperäisen tiedon mukaan useimmiten viat ovat aiheutuneet inhimillisestä erehdyksestä. Tällaisia ovat esimerkiksi maadoituksen kytkeminen jännitettä vasten, releen asetteluvirhe ja väärän katkaisijan avaaminen. (Erhiö 2015).

Inhimillisten virheiden lukumäärää on pyritty pienentämään kehittämällä kytkentäsuunnitteluprosessia. Vantaalla kytkentäsuunnittelua on tehty jo 70-luvun loppupuolelta lähtien, jolloin yksi henkilö on tehnyt kytkentäsuunnitelman ja toinen henkilö on tarkastanut suunnitelman. Kytkenäsuunnitelmat tehtiin vuoteen 2005 asti itsejäljentäville paperille. Suurin yksittäinen kehitysaskel kytkentäsuunnittelussa tapahtui vuonna 2005, jolloin käytöntukijärjestelmä DMS otettiin käyttöön. DMS:n myötä kytkentäsuunnitelmat muuttuivat yhdenmukaisiksi, kun aiemmin kytkinlaitteiden kirjaustavat vaihtelivat hieman riippuen kytkennän suunnittelijasta. DMS mahdollistaa myös kytkennän simuloinnin, eli kytkentä voidaan askeltaa virtuaalisesti reaalisessa verkon kytkentätilanteessa. Vuoden 2006 jälkeen sattuneet käyttövirheet on analysoitu tarkasti ja tehty tarvittaessa korjaavia toimenpiteitä. (Erhiö 2015).

## 7 Johtopäätökset ja parannusehdotukset

### 7.1 Päämuuntajan kunnossapito ja elinkaaren hallinta

Luvussa 6.8 esiteltiin tutkimustuloksia muuntajan ikääntymiseen liittyen. Muuntajan eliniän kannalta kriittisin on paperieristyksen kunto ja muuntajan käämipakkojen mekaanisten kireyksien säilyminen. Paperieristyksen kuntoa heikentää korkea lämpötila sekä paperissa oleva kosteus ja happi. Tutkimuksen perusteella VES:n muuntajien lämpötila on niin alhainen, että se ei itsessään aiheuta paperieristyksen tuhoutumista suunnitellun 60 vuoden pitoajan kuluessa. Kosteus todettiin kriittisemmäksi tekijäksi, ja sen hallinta on avainasemassa teknisen eliniän optimoinnissa.

Kosteutta voidaan hallita käytön aikana hyvällä kunnossapidolla, joka käytännössä tarkoittaa muuntajan hengitysilmaa kuivaavien silikageelien pitämistä kuivana. Toinen tekijä on muuntajan kuormituksen pitäminen mahdollisimman tasaisena, jolloin myös öljyn lämpötila olisi tasainen ja muuntajan hengittämistarve pienempi.

Muuntajan eristyspaperin kuivattaminen ja käämipakkojen mekaaniset kiristykset voidaan käytännössä toteuttaa vain avaavassa perushuollossa. Avainasemassa muuntajan teknisen eliniän optimoinnin näkökulmasta on perushuollon oikea ajoittaminen. Muuntajat ovat kuitenkin erityyppisiä ja niillä on erilaiset käyttöolosuhteet, joten huollon tarvekin ajoittuu eri tavalla. Tämän vuoksi yleispätevää ajankohtaa ei voida antaa. Tarkeemman analyysin tekeminen vaatisi kattavan tilaston perushuollossa käyneistä muuntajista.

Luvussa 4.4 tarkasteltiin perushuollon ajoittamista taloudellisin perustein EV:n valvontamallin näkökulmasta. Laskelmat puolsivat huollon teettämistä jopa ennen teknisesti optimaalista ajankohtaa, koska silloin päästään parhaaseen tuottoon. Taloudellisesti huonoin vaihtoehto on kuitenkin huollon teettäminen liian myöhään. Tämän perusteella ei voida kuitenkaan tehdä liian pitkälle meneviä johtopäätöksiä, koska valvontamalli on voimassa kerrallaan vain neljä vuotta. Uuden valvontamallin myötä perushuollon mukanaan tuoma 20 vuoden ikähyvyitys voi poistua tulevaisuudessa.

Luvussa 6.8 tehtiin laskelma muuntajaöljyn kuntoa reaaliaikaisesti mittaavan analysaattorin kannattavuudesta. Laskelman perusteella voidaan osoittaa, että tyyppin 1 analysaattori kannattaa asentaa kahden päämuuntajan sähköasemille perushuollon yhteydessä. Ennen perushuoltoikää muuntajien vikataajuudet ovat niin pienet, ettei analysaattori



taloudellisesti kannata. Yhden päämuuntajan sähköasemilla analysaattori on kannattavaa hankkia jo uusille muuntajille. Tyypin 1 analysaattori oli vertailussa mukana olleista edullisin. Se mittaa vetyä, kosteutta ja lämpötilaa. Tutkimusten perusteella todettiin, että vetyä esiintyy kaikissa vikatyypeissä. Hälytysrajat tulee kuitenkin asettaa riittävän alhaiseksi, että alkava vika voidaan sen perusteella havaita.

Muuntajien kunnossapito on ollut jo nykymallissa hyvällä tasolla. Huoltotoimenpiteitä kannattaa jatkaa kuten aiemminkin. Perushuolto kannattaa teettää nykymallin mukaisesti noin 25 vuoden iässä tai hieman sitä ennen. Jos valvontamallin pysyvyys perushuollon osalta olisi ennustettavissa, kannattaisi huoltoa aikaistaa vielä enemmän. Perushuollon yhteydessä kannattaa asentaa kaasuanalysaattori. Kaasuanalysaattorin merkitys kasvaa erityisesti elinkaaren loppupuolella, jolloin alkavien vikojen seurannan merkitys korostuu korkeamman vikataajuuden vuoksi.

## **7.2 Suojareleiden kunnossapito**

Tutkimusaineiston perusteella voidaan todeta, että relekoestuksien tekeminen nykymallin mukaisesti kuuden vuoden välein ei ole tarpeellista. Vikataajuus koestustilanteessa havaituille vioille oli vain 0,23 %. VES:n relekoestuksissa tehtyjen havaintojen ja HSV:n vikatilaston perusteella voidaan todeta, että numeeristen releiden määräaikaiskoestuksella ei saada kustannuksiin nähden riittävästi lisäarvoa. Vikatilastot osoittavat, että itsevalvovien numeeristen releiden vikataajuus on alhainen. Toisaalta voidaan myös todeta, että viat ovat esiintyneet satunnaisesti ja vikaantumisaika on ollut niin lyhyt, ettei niitä ole pystytty havaitsemaan määräaikaiskoestuksessa. Määräaikaiskoestuksessa itse releen testaamisen lisäksi on tärkeää testata myös mittaus- ja laukaisupiirien toimivuus. Vikatilastojen mukaan näidenkin vikojen vikataajuus jää verrattain alhaiseksi. Lisäksi voidaan todeta, että näihin liittyvä vika voi olla esimerkiksi koestustilanteessa auki jäänyt liitin.

Epäkäytettävyyden laskeminen tämän aineiston perusteella ei ollut tarkoituksenmukaista. Käytettävissä olevat vikatilastot olivat tarkat, mutta viallisten releiden suhdetta kyseisten releen kokonaismäärään ei ollut tiedossa. Tämän vuoksi esimerkiksi numeeristen releiden vikataajuutta ei voitu laskea. Epäkäytettävyyden laskenta edellyttää tarkkoja parametreja luotettavien tulosten saamiseksi.

Vikatilastot ja tutkimusaineisto osoittavat, että numeeristen releiden toiminta-ajat eivät muutu. Jos rele on ehjä, niin toiminta-ajat ovat asettelun mukaiset. Uuden sukupolven

numeerisilla releillä itsevalvonnan taso on lisäksi korkea ja niillä pystytään valvomaan myös mittaus- ja laukaisupiirin kuntoa. Kokemusperäisen tiedon mukaan suojareleiden toimintaan liittyviä havaintoja tehdään eniten elinkaaren alkuvaiheessa oleville releille. Nämä liittyvät usein vikoihin, joita ei ole löydetty käyttöönoton yhteydessä.

Ilman itsevalvontaa oleville releille suositellaan koestusvälin pitämistä ennallaan kolmessa vuodessa. Edellä mainituilla perusteilla numeeristen releiden koestusväli voidaan pidentää kahdeksaan vuoteen. Päämuuntajaan liittyvien suojareleiden koestusväli voidaan pidentää neljään vuoteen. Uusien sähköasemien kohdalla ensimmäinen määräaikaiskoestus tulisi teettää laajennetusti ja viimeistään kolmen vuoden kuluttua käyttöönotosta.

*Taulukko 7.1. Uuden mallin mukaiset kunnossapitokustannukset*

	<i>Laitteet (kpl)</i>	<i>Huoltoväli (a)</i>	<i>Huoltoaika (h)</i>	<i>Huoltoaika (h<sub>tp</sub>)</i>	<i>h/vuosi</i>	<i>Kustannukset €/vuosi</i>
<b>Nykyinen malli</b>						
Relekoestukset	370	6	7,65	1	472	15 096,00 €
Relekoestukset, PM	23	3	30,6	4	235	7 507,20 €
110 kV relekoestukset	110	6	450			8 250,00 €
<b>Yhteensä</b>					706	<b>30 853,20 €</b>
<b>Uusi malli</b>						
Relekoestukset	370	8	7,65	1	354	11 322,00 €
Relekoestukset, PM	23	4	30,6	4	176	5 630,40 €
110 kV relekoestukset	110	8	450			6 187,50 €
<b>Yhteensä</b>					530	<b>23 139,90 €</b>

### 7.3 110 kV katkaisijoiden kunnossapito

Tutkimusaineiston mukaan kaasukatkaisijoiden huoltoväliä voidaan pidentää kahdeksasta vuodesta 12 vuoteen heikentämättä kuitenkaan luotettavuutta. Tätä voidaan perustella seuraavilla argumenteilla:

- Tutkimusaineiston mukaan vikataajuus on huoltovälillä ollut vakio.
- Huultoraporttien mukaan toiminta-arvot ovat olleet lähes aina sallituissa rajoissa.
- Ylimenoresistanssissa ei ole havaittu kasvua.
- Valmistajan suosittelemien huolto-ohjeiden mukaan huoltoväli on 12–14 vuotta.
- Kaasun painetta valvotaan reaaliaikaisesti tiheysvahdeilla.

Kun noudatetaan valmistajan huolto-ohjeita, ei huoltovälin pidentämiseen tarvita vankkoja perusteita. Yrityksen riskienhallinnan näkökulmasta on kuitenkin välttämätöntä perustella huoltovälin pidentäminen luotettavuuden näkökulmasta. Huoltovälin piden-

täminen on hyvä huomioida huoltojen yhteydessä ja silloin tuleekin teetättää kaasun kuivatusta tai vaihtoa aiempaa pienemmällä kynnyksellä. Taulukossa 7.2 on laskettu vuotuiset kustannukset 12 vuoden huoltovälillä.

*Taulukko 7.2. 110 kV katkaisijahuoltojen vuotuinen kustannus*

	<i>Laitteet</i> (kpl)	<i>Huoltoväli</i> (a)	<i>Kustannus</i> (€/kpl)	<i>Oman asenta-</i> <i>jan työaika (h)</i>	<i>Työtunnin kus-</i> <i>tannus (€/h)</i>	<i>Kustannukset</i> <i>yht. €/vuosi</i>
<b>Nykyiset kustannukset</b>						
110 kV katkaisijahuollot	49	8	1000,00 €	3	32,00 €	6 713,00 €
<b>Uuden mallin mukaiset kust.</b>						
110 kV katkaisijahuollot	49	12	1000,00 €	3	32,00 €	4 475,33 €

Uuden mallin mukaisella huoltovälillä säästöä kertyy 2238 € vuodessa.

#### **7.4 110 kV erottimien kunnossapito**

Tutkimusaineiston perusteella erottimien vikaantuminen huoltovälillä oli todettu satunnaiseksi, eli huollolla ei ole aineiston mukaan ollut siihen vaikutusta. Erottimien keskeytykseen johtaneet vakavat viat ovat olleet harvinaisia. Huoltoväli on nykymallin mukaisesti 5 vuotta ja tutkimusaineiston perusteella sitä voidaan vähän pidentää. Tähän ovat perusteluna edellä mainittujen lisäksi alhainen vikataajuus, erottimista tehdyt kuntoarviot ja ylimenoresistanssien pieni väheneminen. Kokemusperäisen tiedon mukaan VES ei ole havainnut mainittavimpia vikoja huollossa. Yhtenä tyypillisenä vikana oli todettu ohjauspiirien viat. Nämä ovat tyypiltään sellaisia, ettei niitä voida havaita huollon yhteydessä.

Huonona puolena huoltovälin pidentämiselle voidaan pitää kytkinlaitteiden käyttämättömyyttä, joka kerää koskettimiin likaa ja karstaa. Erottimien säännöllisellä liikuttamisella erotin saadaan pidettyä puhtaampana ja sen toimivuus voidaan todentaa. Toisaalta erottimien ohjauksia tehdään tyypillisesti suojareiden koestuksen ja katkaisijahuoltojen yhteydessä. Huoltovälin pidentämisen puolesta puhuu myös huollon aiheuttama riski käyttövarmuudelle. Erottimien huolto aiheuttaa suuren määrän kytkentöjä ja jokaiseen kytkentään sisältyy riski esimerkiksi väärän kytkinlaitteen ohjaamisesta.

Taulukko 7.3. 110 kV erotinhuoltojen vuotuinen kustannus eri huoltoväleillä

	Lait- teet (kpl)	Huolto- väli (a)	Huolto- aika (h/p)	h/vuosi	Työtunnin kust. (€/h)	Muut kust. €/kerta	Kustannukset €/vuosi
110 kV erotinhuollot	49	5	3	225	32,00 €		7 197,12 €
110 kV erotinhuollot	49	7	3	161	32,00 €		5 140,80 €
110 kV erotinhuollot	49	9	3	125	32,00 €		3 998,40 €

Vuotuinen säästö huoltovälin pidentämisellä 7 vuoteen olisi 2056 € ja vastaavasti 9 vuoteen 3199 €.

Edellä mainituilla perusteilla suositellaan huoltovälin pidentämistä 7 vuoteen. Huoltovälin pidentäminen 9 vuoteen lisäisi riskejä ja toiminnallista epävarmuutta. Toisaalta myös säästö 7 ja 9 vuoden välillä ei ole kovin suuri. Vastaisuudessa huoltodataa tulisi kerätä enemmän. Minimitietoina tulisi mitata erottimien ylimenovastukset ennen ja jälkeen huollon. Mittauspaikka tulisi myös dokumentoida ja se tulisi tehdä aina samasta kohdasta. Toiminnallisia kokeita tulisi tehdä esimerkiksi relekoestuksien yhteydessä, jolloin erottimia ohjataan kiinni ja auki useita kertoja.

## 7.5 20 kV kojeiden kunnossapito

20 kV kojeistoista ja katkaisijoista ei ollut käytettävissä muuta tutkimustietoa kuin kokemusperäinen tieto ja asiantuntijahaastattelu. Kokemusperäistä tietoa on kuitenkin kerätty jo pitkältä aikaväliltä, joten sitä voidaan pitää luotettavana. Kojeeistoille ja katkaisijoille on tehty voiteluhuolto nykymallin mukaisesti 10 vuoden välein. Tutkimuksen perusteella huoltoaikaa tulisi lyhentää 8 vuoteen. Kojeeistoa syöttäville kentille tulisi tehdä lisäksi toiminnalliset kokeet 4 vuoden välein. Toiminnalliset kokeet tarkoittavat erottimen tai katkaisijan ohjaamista auki ja kiinni useita kertoja. Tämä toimenpide tehdään relekoestusten yhteydessä. Uutta toimintamallia voidaan perustella seuraavasti:

- Huoltovälin pidentämiselle ei ole perusteita. Nykymallin mukaan osa erottimista ja katkaisijoista ei välttämättä toimi yhtään kertaa 10 vuoden aikana.
- Toiminnallisten kokeiden tekeminen syöttökentille relekoestusten yhteydessä ei käytännössä lisää kunnossapitohenkilöstön kuormitusta. Tällä toimenpiteellä saadaan kuitenkin lisää toimintavarmuutta.
- Huoltojen ajoittaminen relekoestusten yhteyteen vähentää kytkentöjen määrää ja säästää työaikaa, koska samat henkilöt tekevät molempia töitä.

- Kytkentöjen määrän väheneminen pienentää myös käyttöhenkilöstön työkuormitusta.

Uuden mallin voidaan arvioida lisäävän käyttövarmuutta toiminnallisten kokeiden lisäämisen vuoksi. Kytkentöjen yhdistäminen relekoestuksien kanssa vähentää kytkentöjen määrää, joka taas vähentää työmäärää ja inhimillisen kytkentävirheen todennäköisyyttä. Taloudellinen kokonaisvaikutus kunnossapitokustannusten osalta on laskettu seuraavassa taulukossa:

*Taulukko 7.4. 20 kV kojeistojen ja katkaisijoiden kunnossapitokustannukset*

	<i>Laitteet (kpl)</i>	<i>Huolto- väli (a)</i>	<i>Huolto- aika (htp)</i>	<i>h/vuosi</i>	<i>Työtunnin kust. (€/h)</i>	<i>Kustannukset €/vuosi</i>
<b>Nykyiset kustannukset</b>						
20 kV kojeistohuollot	317	10	1	243	32,00 €	7 760,16 €
20 kV katkaisijahuollot	374	10	1	286	32,00 €	9 155,52 €
<b>Yhteensä</b>						<b>16 915,68 €</b>
<b>Uuden mallin mukaiset kust.</b>						
20 kV kojeiston huollot	317	8	0,75	227	32,00 €	7 275,15 €
20 kV Katkaisijahuollot	374	8	0,75	268	32,00 €	8 583,30 €
<b>Yhteensä</b>						<b>15 858,45 €</b>

Taloudellinen kokonaisvaikutus kunnossapitokustannusten näkökulmasta on vain noin 1000 €. Laskelma perustuu kuitenkin vain varovaiseen arvioon työajan säästöstä kun kytkentöjen määrä on selvästi vähäisempi, joten lopputulos voi todellisuudessa olla uudessa mallissa edullisempikin. Kun otetaan huomioon kojeiden parantuva luotettavuus ja kytkentöjen määrän vähenemisestä johtuva inhimillisen virheen pieneneminen, voidaan uusi malli todeta kokonaistaloudellisesti edullisemmaksi.

## **7.6 Akustojen kunnossapito**

### **7.6.1 Yleistä**

Huoltoraporttien perusteella voidaan todeta, että nykymallin mukaisia koestusvälejä voidaan pidentää heikentämättä luotettavuutta. Koestusvälit on kuitenkin syytä priorisoida akustotyypin ja sijainnin mukaisesti. Sähköaseman akustoa voidaan pitää kriittisempänä kuin muuntamon akustoa, jonka takana ei ole suojaustoimintoja.

Kapasiteettikokeet on jatkossa suositeltavaa tehdä kuormittamalla akustoa siihen asti, että yksittäisen kennon jännite on 1,80 V/kennu, eli 10,8 V/akku. Tällä menetelmällä saadaan luotettavampi tieto akuston sen hetkisestä kunnosta. Tämän kokeen tekeminen on erityisen tärkeää uusille akuille, koska kokemuseräisen tiedon mukaan uusissa

akuissa on havaittu huomattavan paljon laatupoikkeamia (Waltari 2015). Kapasiteettikokeiden lisäksi akkukohtaisia jännitteitä on suositeltavaa mitata esimerkiksi asematarkastusten yhteydessä. Online-jännitteenmittauksen käyttöä kannattaa tulevaisuudessa harkita.

### 7.6.2 Avoimet akustot

Avoimien akustojen luotettavuus on huoltodatan perusteella ollut niin hyvä, ettei vuosittaisen kapasiteettikokeen tekemistä voida pitää tarpeellisena. Tätä voidaan perustella seuraavilla argumenteilla:

- Oikeilla ylläpitotoimenpiteillä akuston elinikä on kokemusperäisen tiedon mukaan 14–18 vuotta.
- Yksittäisen akun kapasiteetin heikentyminen ei juuri heikennä koko akuston kapasiteettia.
- Kokemusperäisen tiedon ja huoltodatan perusteella akustoissa ei ole ollut äkillisiä vikoja.
- Sähköasemilla on aina kaksi pääakustoa, joista toinen voi ottaa toisen tehtävän äkillisen vian tilanteessa. Korvaaminen vaatii kuitenkin aina paikallisesti tehtävän kytkennän.

Äkillisesti tapahtuvat viat ovat riskitekijä, mutta tiheästi tehtävilläkään kuormituskokeilla niitä ei voida havaita helposti. Yhden akun vikaantuessa laturi pitää edelleen akuston kokonaisjännitteen vakiona eikä alijännitehälytystä näin ollen tule. Tämän seurauksena viallisen akun jännite on nimellistä alhaisempi ja terveiden akkujen jännite on nimellistä korkeampi. Tähän vikaantumistapaan päästään käsiksi akkukohtaisella jännitevalvonnalla. Se kannattaa toteuttaa online-kunnonvalvontalaitteella tai asematarkastusten yhteydessä tehtävillä erillismittauksilla.

Huolto voidaan jatkossa toteuttaa seuraavan mallin mukaisesti:

#### *Taulukko 7.5. Avoimien akustojen huoltosykli*

<i>Akuston ikä</i>	<i>Huoltoväli</i>
0–9 vuotta	3 vuotta
9–14 vuotta	2 vuotta
14 ->	1 vuosi

Tämä edellä esitetty malli pätee kun kapasiteettikokeissa ei havaita alentuneita kapasiteetteja. Mikäli kapasiteettikokeissa indikoituu epätavallisesti laskeneita kapasiteetteja, on huoltoväli syytä tämän jälkeen alentaa yhteen vuoteen. Kaikki VES:n käytössä olevat avoimet akustot ovat sähköaseman pääakustoja, joten ne ovat sen perusteella kaikki yhtä kriittisiä. Alla olevassa taulukossa on laskettu uuden ja vanhan mallin mukaiset kunnossapitokustannukset. Uuden mallin mukainen huoltoväli on laskettu painotettuna keskiarvona ja akuston 15 vuoden elinikäodotteella.

*Taulukko 7.6. Avoimien akustojen kunnossapitokustannukset*

	<i>Laitteet (kpl)</i>	<i>Huoltoväli (a)</i>	<i>Huoltoai- ka (htp)</i>	<i>h/vuosi</i>	<i>Työtunnin kust. (€/h)</i>	<i>Kustannuk- set €/vuosi</i>
<b>Nykyiset kustannukset</b>						
Akustojen koestus, avo	22	1	1	168	32,00 €	5 376,00 €
<b>Uuden mallin mukaiset kust.</b>						
Akustojen koestus, avo	22	2,5	1	67	32,00 €	2 144,00 €

Uuden mallin mukaisella huoltovälillä vuotuiset säästöt ovat noin 3200 €.

### 7.6.3 Suljetut akustot

Suljettuja akustoja on käytössä sähköasemilla ja muuntamoilla. Niillä on myös erilaisia tehtäviä. Tämän vuoksi koestukset on tarpeellista priorisoida niille tarkoitetun tehtävän ja sen kriittisyyden perusteella. Luokitukset tehdään seuraavasti:

*Taulukko 7.7. Akustojen priorisointi kohteen mukaan*

<i>Akusto</i>	<i>Prioriteetti</i>
Sähköasema/käytönvalvonta	2
Sähköasema/pääakusto	1
Erikoismuuntamo	1
Muuntamo, jossa suojaustoimintoja	2
Muuntamo ilman suojaustoimintoja	3

Sähköaseman pääakusto ja erikoismuuntamo kuuluvat ykkösprioriteetin luokkaan, koska niiden toiminta poikkeustilanteessa on kriittinen. Erikoismuuntamo tarkoittaa muuntamoa, jonka sähkönsyötön VES on sitoutunut varmistamaan kahden eri sähköaseman sähköllä. Sähköaseman käytönvalvonta on poikkeustilanteessa myös kriittinen, mutta akut ovat tarpeeseen nähden isolla mitoituksella ja laitteiden tarvitsema energia on kohtuullisen pieni. Näin ollen alentuneesta kapasiteetista ei ole haittaa. Koestusvälit voidaan toteuttaa jatkossa seuraavan mallin mukaisesti:

Taulukko 7.8. Suljettujen akustojen huoltosuunnitelma

Akuston ikä	Koestusväli prio. 1	Koestusväli prio. 2	Koestusväli prio. 3
0–4 vuotta	2 vuotta	2	3
4–6 vuotta	1 vuotta	2	2
6–8 vuotta	1 vuosi	1	2
8 ->	Uusitaan 8v iässä	1	1

Koestusväli on annettu ohjeellisena ja pätee siinä tapauksessa, kun mitään poikkeavaa ei ole edellisessä koestuksessa havaittu. Yksittäisten akkujen alentuneet kapasiteetit tai muut huomiot tulee aina arvioida tapauskohtaisesti.

Taulukko 7.9. Uuden ja vanhan mallin mukaiset kunnossapitokustannukset.

	Laitteet (kpl)	Huol- toväli (a)	Huoltoai- ka (h <sub>tp</sub> )	h/vuosi	Työtunnin kust. (€/h)	Kustannuk- set €/vuosi
<b>Nykyiset kustannukset</b> Akustojen koestus, sulj.	40	1	1	306	32,00 €	<b>9 792,00 €</b>
<b>Uuden mallin mukaiset kust.</b> Akuston koestus, prio. 1	10	1,6	1	48	32,00 €	1 530,00 €
Akuston koestus, prio. 2	25	2	1	96	32,00 €	3 072,00 €
Akuston koestus, prio. 3	5	2,7	1	14	32,00 €	448,00 €
<b>Yhteensä</b>						<b>5 050,00 €</b>

Uuden mallin mukaisella huoltovälillä vuotuinen säästö on 4742 €.

Kapasiteettikokeiden lisäksi akkukohtaiset jännitteet kannattaa mitata aina asematarkastuksen yhteydessä. Konduktanssimittaus kannattaa toistaa kerran vuodessa asematarkastuksen yhteydessä.

#### 7.6.4 Sähköasemien käytönvalvonta-akustot

Sähköasemien 48 V jännitteellä toimivien käytönvalvonta-akustojen korvaamista DC-konvertterilla tulisi tulevaisuudessa harkita. Sähköasemalla on käytössä kaksi 110 V pääakustoa ja niiden luotettavuus on todettu paremmaksi kuin pienempien ja epäluotettavampien käytönvalvonta-akustojen. DC-konvertterin sisääntulojännite 110 V voidaan ottaa varmennetusti molemmilta pääakustoilta. Konvertterin ominaisuutena tulisi olla jännitteenvalvonta ja hälytystiedon antaminen käytönvalvontaan mahdollisen vian seurauksena.

Nykyisen 48 V järjestelmän korvaaminen huoltovapailla konverttereilla vähentäisi vikaantuvien komponenttien määrää ja kunnossapitotarvetta. Kunnossapidon näkökulmasta säästöä tulee seuraavasti:



Taulukko 7.10. Käytönvalvonta-akustojen kunnossapitokustannukset

	Lait- teet (kpl)	Huolto- väli (a)	Huolto- aika (h/p)	h/vuosi	Työtunnin kust. (€/h)	Muut kust. €/kerta	Kustannukset €/vuosi
Akkujen koestukset sulj	9	1	1	69	32,00 €		2 208,00 €
Akkujen uusinnat sulj	9	6	1	12	32,00 €	500,00 €	1 134,00 €
Yhteensä							3 342,00 €

Akustojen koestuksien ja uusintojen kustannukset ovat 3342 € vuodessa. Niiden korvaaminen 10 vuoden takaisinmaksuajalla saisi maksaa kaavan 7.1 mukaisesti:

$$\text{takaisinmaksuaika} = \frac{\text{hankintahinta}}{\text{investoinnin nettotulot}} \quad (7.1)$$

Hankintahinta on tuntematon ja investoinnin nettotulot ovat vuotuiset kunnossapitokustannukset. Saadaan seuraava laskelma:

$$\text{Hankintahinta (maksimi)} = 10 \text{ vuotta} * 3342 \frac{\text{€}}{\text{vuosi}} = 33\,420 \text{ €}$$

Uuden järjestelmän pitoaika on laskettu alakanttiin ja se voi olla jopa selvästi tätä pidempi. Järjestelmän uusiminen saisi oheisen laskelman mukaan maksaa noin 3700 € / sähköasema, jolloin investointia voisi pitää kannattavana. Järjestelmän uusimista tukee myös luotettavuuden paraneminen kun komponenttien määrä on pienempi ja sähkö saadaan varmennetusti kahdelta eri pääakustolta.

## 7.7 Uuden mallin mukaiset kunnossapitokustannukset

Kunnossapidon kustannuksia saadaan laskettua tässä kappaleessa esitellyillä toimenpiteillä taulukon 7.11 mukaisesti. Kustannussäästöjen lisäksi uudella mallilla tavoitellaan parempaa luotettavuutta.

Taulukko 7.11. Nykyisen ja uuden mallin mukaiset kunnossapitokustannukset

	Nykyinen malli		Uusi malli	
	Työaika h/vuosi	Kustannukset €/vuosi	Työaika h/vuosi	Kustannukset €/vuosi
Relekoestukset	472	15 096,00 €	354	11 322,00 €
Relekoestukset, PM	235	7 507,20 €	176	5 630,40 €
Relekoestukset 110 kV		8 250,00 €		6 187,50 €
20 kV kojeistohuolto	243	7 760,16 €	227	7 275,15 €
20 kV katkaisijahuolto	286	9 155,52 €	268	8 583,30 €
Akustojen koestukset	474	15 168,00 €	225	7 194,00 €
110 kV erotinhuollot	225	7 197,12 €	161	5 140,80 €
110 kV katkaisijahuollot		6 713,00 €		4 475,33 €
<b>Yhteensä</b>	<b>1935</b>	<b>76 847,00 €</b>	<b>1411</b>	<b>55 808,48 €</b>

Laskelmasta nähdään, että ehdotetuilla toimenpiteillä rahallista säästöä kertyy noin 27 % nykyiseen malliin verrattuna. Työajassa säästö on noin 520 h, eli vastaa henkilötyöpäiviksi muutettuna yhden ihmisen noin kolmen kuukauden työpanosta. Jos sähköasemien käytönvalvonta-akustot korvataan DC-konverttereilla, saadaan työajassa lisäsäästöä noin 46 h/vuosi.

## 8 Yhteenveto

Sähköasemien kunnossapidon malli on säilynyt pitkään muuttumattomana, vaikka laitekanta on uudistunut ja laitteiden vikaantumisesta on jo kertynyt kattavasti tietoa. Laitteita on huollettu aiemmin määritellyn huoltovälin mukaisesti, eikä niitä ole kyseenalaistettu. Energiaviraston valvontamallin mukaan sähköverkon luotettavuutta tulisi kasvattaa ja siihen tulisi investoida, mutta toimintaa tulisi kuitenkin tehostaa. Toiminnan tehostamisella tarkoitetaan käytännössä käyttömenojen pienentämistä, eli malli kannustaa myös kunnossapitomenojen pienentämiseen.

Tämän työn tavoitteena oli määritellä uusi kunnossapidon malli. Lähtökohtana oli tarve vähentää kunnossapitohenkilöstön työkuormaa ja kohdentaa kunnossapitoa sinne, missä sitä eniten tarvitaan. Yhtenä tavoitteena oli myös selvittää luotettavuuskeskeisen kunnossapitomallin soveltuvuus sähköasemien kunnossapitoon. Tutkimusaineistona käytiin läpi huoltoraportteja, vikatilastoja sekä kansainvälisiä ja kotimaisia tutkimuksia. Analysoinnissa käytettiin myös apuna kokemuseräistä tietoa sekä asiantuntijahaastatteluja.

Työssä pyrittiin hakemaan kunnossapidon säästöjä ja luotettavuuden parantamista soveltuvien osin RCM-mallin avulla. RCM-mallin täysimittainen hyödyntäminen vaatisi kuitenkin huomattavan määrän tutkimustyötä.

Kunnossapidon kehittämisprosessissa on tärkeää saada riittävä määrä huoltodataa analyysien tekemiseen. Riittävän ja luotettavan datan saaminen edellyttää selkeää toimintamallia vikojen ja huollon yhteydessä tehtyjen havaintojen kirjaamiseen. Yksittäisen verkkoyhtiön näkökulmasta laitemäärät jäävät kuitenkin usein niin pieneksi, että luotettavan kokonaiskuvan muodostaminen voi olla vaikeaa.

Työssä keskityttiin eniten päämuuntajan taloudellisen kunnossapitomallin selvittämiseen. Päämuuntaja eroaa muista laitteista valvontamallin kautta tulevan erityispiirteen vuoksi. Perushuolto nuorentaa päämuuntajan ikää 20 vuodella ja nostaa sitä kautta myös sähköverkon arvoa. Nykyinen valvontamalli kannustaa teettämään perushuollon aiemmin kuin se olisi teknisesti kannattavaa. Valvontamalli on kuitenkin vain neljä vuotta voimassa, joten sen perusteella on haastavaa ja riskialtista tehdä pitkän tähtäimen suunnitelmia.

Yksittäisistä kunnossapitokohteista suojareleiden määräaikaiskoestukset todettiin kaikkein arvokkaimmaksi. Koestukset vievät suhteellisen paljon oman kunnossapitohenki-

löstön työaikaa, mutta niitä teetetään osittain myös palveluntoimittajilla. Tutkimusten perusteella voitiin osoittaa, että releiden vikaantumismekanismi on useimmissa tapauksissa niin lyhyt, ettei niihin päästä käsiksi määräaikaiskoestuksissa. Releiden koestusvälin pidentämisellä ei analyysin perusteella lisätä riskiä, mutta toisaalta se vähentää kytkentätoimenpiteitä ja siten pienentää myös inhimillisestä virheestä johtuvia kytkentävirheitä. Koestusvälin pidentämisellä vähennetään kunnossapidon töitä noin yhden henkilön kuukauden työpanoksen verran.

Työssä löydettiin kehitettävää akustojen sekä 20 kV ja 110 kV kytkinlaitteiden kunnossapitomallissa. Uuden mallin mukaisilla toimenpiteillä ja huoltoväleillä vapautetaan oman kunnossapito henkilöstön resursseja noin 45 henkilötyöpäivän verran. Todellisuudessa säästöjä tulee vieläkin enemmän kun otetaan huomioon työnjohdon ja käyttöhenkilöstön osuus.

Luotettavuuden näkökulmasta todettiin tarvetta kunnonvalvonnan lisäämiselle. Muuntajan kaasuanalysaattori todettiin laskelmissa kannattavaksi investoinniksi tietyn ikäisille muuntajille. Kytkinlaitteissa todettiin tarvetta tehdä kriittisimmille laitteille toiminnallisia kokeita huoltovälin puolella välissä. Luotettavuutta haettiin myös yhtenäistämällä laitteiden huoltovälejä, jolloin saman keskeytyksen aikana voidaan huoltaa useampi laite. Akustojen kohdalla katsottiin tarpeelliseksi mitata akkukohtaisia jännitteitä asematarkastusten yhteydessä. Online-jännitevalvonnan kannattavuudesta ei ollut riittävästi aineistoa tehdä luotettavaa laskelmaa, mutta sen lisäämistä kannattaa harkita jatkossa.

Lopputuloksena työssä saatiin tehostettua tavoitteiden mukaisesti sähköasemalaitteiden kunnossapitoa. Ehdotetut toimenpiteet vähentävät merkittävästi kustannuksia ja säästävät resursseja. Päämuuntajan elinkaaren hallinta vaatisi jatkotutkimuksen. Työssä pystyttiin osoittamaan, että vastoin yleisiä käsityksiä, lämpötila ei riitä yksinään heikentämään paperieristystä muuntajan teknisen eliniän aikana. Kosteus on todettu useissa kansainvälisissä tutkimuksissa merkittäväksi tekijäksi paperieristyksen hajoamiseen. Kansainvälisissä tutkimuksissa olleet muuntajat ovat kuitenkin usein olleet täysin erilaisissa käyttöolosuhteissa, joten niiden perusteella johtopäätöksien tekeminen ei välttämättä johda hyvään lopputulokseen suomalaisten muuntajien näkökulmasta. Tutkimuksen osalta olisi kiinnostavaa tietää, millä nopeudella kosteutta muodostuu muuntajan sisälle ja miten tämä vaikuttaa paperieristyksen kuntoon. Näitä tietoja tulisi lisäksi verrata muuntajan yksilöllisiin käyttöolosuhteisiin.

## Lähdeluettelo

- ABB, Suojareleen SPAD 330 laitemanuaali, ABB Strömberg 1991, 17 s.
- ABB, Suojareleen SPAC 531 laitemanuaali, ABB Strömberg 1992, 42 s.
- ABB, Suojareleiden REF 541, REF 543 ja REF 545 laitemanuaali, ABB 1999, 116 s.
- ABB, REB 670 Installation and commissioning manual, ABB 2006, 194 s.
- Aro, Martti; Elovaara, Jarmo; Karttunen, Martti; Nousiainen, Kirsi ja Palva, Veikko. ”Suurjännitetekniikka”, Gummerus kirjapaino Oy, Jyväskylä 2003. 520 s.
- Boss, B., Aubin J., MacEnri J., Patelli J-P., Braun J-M., Figueroa E., Foldi J., Fridman H., Rajotte C., Ryen K., Sobocki R., Woodcock D., ”Guide On Economics Of Transformer Management”, Cigre Working Group A2.20 2004, 69 s.
- Chandrashekar R., E. Chaudhari S., K. Bajpai P., Mehta R., ”Developments in Insulating Paper for Power Transformers”, verkkodokumentti: saatavilla osoitteesta:  
[https://www.academia.edu/6851508/Developments\\_in\\_Insulating\\_Paper\\_for\\_Power\\_Transformers](https://www.academia.edu/6851508/Developments_in_Insulating_Paper_for_Power_Transformers)
- Ding H., Heywood R., Lapworth J., Ryder S., ”Why Transformers Fail”, seminaariesitys, Doble Powertest Ltd 2009, 18 s.
- Doble Engineering Company., ”Assesment of Paper and Other Cellulosic Materials in Service-Aged Transformer”, 2013, 62 s.
- Elovaara J., Laiho Y., ”Sähkölaitostekniikan perusteet”, Valopaino Oy, Helsinki 1999, 487 s.
- Energiamarkkinavirasto., ”Sähkön jakeluverkkotoiminnan ja suurjännitteisen jakeluverkkotoiminnan hinnoittelun kohtuullisuuden valvontamenetelmien suuntaviivat vuosille 2012–2015”, Helsinki 2011, 93 s.
- Entso-E., ”Nordic Grid Disturbance Statistics 2013”, Regional Group Nordic 2014. 64 s.
- Energiavirasto., ”Keski-ian huomiointi sähköverkon nykykäyttöarvon laskennassa”, Perustelumuistio nro 2 / 2011, Helsinki 2011, 10 s.
- Erhiö, I. Käyttöpäällikkö. Vantaan Energia Sähköverkot Oy. Vantaa. Haastattelu 12.2.2015.
- Haarla Liisa: Sähkönsiirtojärjestelmät 1 -kurssin luentomateriaali, verkkodokumentti. Viitattu 17.10.2014.

Haveri P., "Kaupunkisähköaseman elinkaaren hallinta", diplomityö Teknillinen korkeakoulu 2006, 110 s.

Hietaranta, A. Rakennuttajainsinööri. Vantaan Energia Sähköverkot Oy. Vantaa. Haastattelu 11.2.2015.

Hyvönen P., "Prediction of insulation degradation of distribution power cables based on chemical analysis and electrical measurements", doctoral thesis Helsinki University of Technology 2008, 83 s.

IEC 60076-7. 2005., "Power transformers – Part 7: Loading guide for oil-immersed power transformers", Geneve: IEC. 118 s.

Infratek Finland Oy., 110 kV katkaisijan huoltoraportti Vantaan Energia Sähköverkot Oy:n Martinlaakson sähköaseman 110 kV katkaisijoista, 2014.

Järviö, Piispa, Parantainen, Åström, "Kunnossapito", KP-Media Oy, 4. painos. Helsinki 2007. 283 s.

Kivinen J., "Sähkönsiirtoyritysten kunnossapidon taloudellinen malli", diplomityö Lappeenrannan teknillinen yliopisto 2009, 87 s.

Kauppa- ja teollisuusministeriön päätös 517/1996 sähkölaitteistojen käytöstä ja käytöstä.

Kuosa D., "Vika- ja kunnossapitotietojen hyödyntäminen suurjännitekytkinlaitteiden kunnonhallinnassa", diplomityö Teknillinen korkeakoulu 2007, 102 s.

Laine J., "Sähkönjakeluverkon komponenttien pitoajat", diplomityö Lappeenrannan teknillinen yliopisto 2005, 133 s.

Lehtonen M., 2015 Professori. Aalto yliopisto, sähkötekniikan korkeakoulu. Espoo. Haastattelu 17.12.2014.

Lewand L, Griffin P., "How to reduce the rate of aging of transformer insulation", Doble Engineering Company seminar 1996, 5 s.

Lungaard L., Hansen W., Linhjell D., "Painter T., Ageing of oil-impregnated paper in power transformers", IEEE Power Delivery 20.12.2002, 9 s.

Moubray J., "Reliability-centered maintenance", Industrial Press Inc., NY, USA, 1997.

Palola J., "Dynamic scenario modelling in electricity distribution asset management", väitöskirja Aalto yliopisto 2014, 210 s.

Pyykkö J., Myyntipäällikkö. Infratek Finland Oy. Hikiä. Haastattelut 3.2.2015 ja 16.2.2015.

Pyykkö J., ”Sähkönjakeluverkkoyhtiöiden kokemuksia liiketoiminnan taloudellisesta sääntelystä kolmannella valvontajaksolla 2012–2015”, diplomityö 2014 Lappeenrannan teknillinen yliopisto, 115 s.

Pätäri V-V., ”Kunnossapitomittariston määrittäminen ja kunnossapidon kehittäminen”, diplomityö 2010 Lappeenrannan teknillinen yliopisto, 69 s.

Rintala K., ”Laitteiden tärkeyden huomioon ottaminen sähköasemien kunnossapidossa”, diplomityö Teknillinen korkeakoulu 1999, 78 s.

Roukkula A., ”Akustojen kunnonhallintajärjestelmien selvitys”, insinööri-työ Metropolia ammattikorkeakoulu 2011, 47 s.

Energiateollisuus., ”SF6-kaasu sähkön siirrossa ja jakelussa”, verkkodokumentti, <http://energia.fi/energia-ja-ymparisto/ymparisto-ja-kestava-kehitys/ymparistovaikutukset/sf6-kaasu>. Viitattu 19.12.2014.

SFS-EN 50272-2. 2001. ”Akkujen ja akkuasennusten yleiset turvallisuusvaatimukset”. Helsinki: Suomen standardoimisliitto.

SFS-EN 13306. 2001. ”Kunnossapitosanasto”. Helsinki: Suomen standardoimisliitto.

Sähköturvallisuuslaki 1996/410. Helsinki. Työ- ja elinkeinoministeriö. 14.6.1996.

ABB Oy., Vantaan Energia Sähköverkot Oy:n päämuuntajan huoltoraportti, ABB 2009.

Vantaan Energia Sähköverkot Oy., ”110 kV verkon relesuojaus”, yrityksen sisäinen ohje. 3 s.

Vantaan Energia Sähköverkot Oy., ”Keskijänniteverkon relesuojauksen yleissuunnitelma”, yrityksen sisäinen ohje. 28 s.

Waltari, P, 2015 Akkuasiantuntija. ABB Oy. Vantaa. Haastattelu 26.3.2015

Zhong Q., “Power transformer end-of-life modelling: linking statistics with physical ageing”, doctoral thesis University of Manchester 2011, 281 s.

## **Liitteet**

Liite 1. Sähköasemakomponenttien pitoajat

Liite 2. Laskelma muuntajan perushuollon kannattavuudesta

Liite 3. Huoltoraportti VES:n perushuolletusta muuntajasta

Liite 4. Raportti muuntajaöljyn analyysistä



**A-6****ENERGIAMARKKINAVIRASTO**  
**ENERGIMARKNADSVERKET**

<b>Sähköasematontit</b>	Yksikkö	Yksikköhinta euroa/m <sup>2</sup>
Suurkaupunkien kaava-alueet	m <sup>2</sup>	65,0
Muut kaava-alueet	m <sup>2</sup>	2,5
Kaavoittamaton alue	m <sup>2</sup>	1,2

<b>Sähköasemarakennukset</b>	Yksikkö	Yksikköhinta euroa	Pitoaikaväli vuotta
Suurkaupunkien kaava-alueet	kpl	790 000	30...50
Muut kaava-alueet	kpl	225 000	
Kaavoittamaton alue	kpl	80 000	

<b>Sähköasemat, 110 kV päämuuntajat</b>	Yksikkö	Yksikköhinta euroa	Pitoaikaväli vuotta
6 MVA	kpl	246 000	30...45
10 MVA	kpl	278 000	
16 MVA	kpl	320 000	
20 MVA	kpl	360 000	
25 MVA	kpl	400 000	
31,5 MVA	kpl	466 000	
40 MVA	kpl	525 000	
50 MVA	kpl	598 000	
63 MVA	kpl	710 000	
80 MVA	kpl	810 000	
100 MVA	kpl	900 000	
220/110 kV muuntaja	kpl	1 120 000	

<b>Sähköasemat, 110 kV kevyt sähköasema</b>	Yksikkö	Yksikköhinta euroa	Pitoaikaväli vuotta
110 kV kevyt sähköasema	kpl	365 000	30...45

<b>Sähköasemat 110 kV kentät, ilmaeristeinen sähköasema</b>	Yksikkö	Yksikköhinta euroa	Pitoaikaväli vuotta
Muuntajaperustus ja liitännät ilmaeristeisellä asemalla	kpl	53 000	30...45
Ilmaeristeinen 1-kiskokojeisto, peruskenttä	kpl	358 000	
+ 1-kisko lisäkenttä	kpl	228 000	
Ilmaeristeinen 2-kiskokojeisto, peruskenttä	kpl	434 000	
+ 2-kisko lisäkenttä	kpl	304 000	
Ilmaeristeinen 3-kiskokojeisto, peruskenttä	kpl	506 000	
+ 3-kisko lisäkenttä	kpl	358 000	
Suojaus- ja automaatio, peruskenttä (ilmaeristeinen)	kpl	62 000	20...40
+ lisäkenttä	kpl	17 600	

**ENERGIAMARKKINAVIRASTO**  
**ENERGIMARKNADSVERKET**
**A-7**

Sähköasemat 110 kV kentät, kaasueristeinen sähköasema	Yksikkö	Yksikköhinta euroa	Pitoaikaväli vuotta
Muuntajaperustus ja liittynät kaasueristeisellä asemalla	kpl	48 000	30...45
Kaasueristeinen 1-kiskokojeisto, peruskenttä	kpl	556 000	
+ 1-kisko lisäkenttä	kpl	334 000	
Kaasueristeinen 2-kiskokojeisto, peruskenttä	kpl	648 000	
+ 2-kisko lisäkenttä	kpl	410 000	
Suojaus- ja automaatio, peruskenttä (kaasueristeinen)	kpl	80 200	20...40
+ lisäkenttä	kpl	29 400	

Sähköasemat, 20 kV kojeistot	Yksikkö	Yksikköhinta euroa	Pitoaikaväli vuotta
Ilmaeristeinen 1-kiskokojeisto, peruskenttä	kpl	19 800	30...45
+ 1-kisko lisäkenttä	kpl	12 900	
Ilmaeristeinen 2-kiskokojeisto, peruskenttä	kpl	30 300	
+ 2-kisko lisäkenttä	kpl	20 300	
Kaasueristeinen 2-kiskokojeisto, peruskenttä	kpl	46 000	
+ 2-kisko lisäkenttä	kpl	27 800	
Suojaus- ja automaatio, peruskenttä (asemakohtainen)	kpl	19 800	20...40
+ lisäkenttä	kpl	5 900	

Muut verkkokomponentit	Yksikkö	Yksikköhinta euroa	Pitoaikaväli vuotta	Pitoaika vuotta
Kondensaattori 2,4 Mvar	kpl	35 800	30...45	
Maasulun sammutuslaitteisto, 100 A	kpl	125 000		
Maasulun sammutuslaitteisto, 100 A maadoitusmuuntajalla	kpl	137 000		
Maasulun sammutuslaitteisto, 140 A	kpl	146 000		
Maasulun sammutuslaitteisto, 140 A maadoitusmuuntajalla	kpl	163 000		
Maasulun sammutuslaitteisto, 250 A	kpl	152 000		
Maasulun sammutuslaitteisto, 250 A maadoitusmuuntajalla	kpl	178 000		
Kuristin, alle 50 MVA	kpl	48 000		
Kuristin, yli 50 MVA	kpl	65 000		
Varavoimageneraattori, 50-110 kVA	kpl	29 000	20...40	
Varavoimageneraattori, 250-350 kVA	kpl	58 000		
Varavoimageneraattori, 700-1000 kVA	kpl	190 000		

2.9.200

 Projektinro.  
 451054

**ASIAKAS: VANTAAN ENERGIA SÄHKÖVERKOT OY**
**1. Muuntaja**

Laji	KTRT 123 X 40
Valmistusnumero	5800154
Projektinnumero	451054
Kauppanumero	3603 RA

**2. Havainnot**

 Muuntaja oli huoltoon saapuessa ulkoiselta X hyväkuntoinen olemukseltaan

heikkokuntoinen

DP-analyysi osoitti paperin olevan (732)

1000-1200	<input type="checkbox"/>		hyväkuntoista
700-1000	<input checked="" type="checkbox"/>	hieman	vanhentunutta
400-700	<input type="checkbox"/>	vanhentunutta, mutta	
		kunnossa	
200-400	<input type="checkbox"/>	melko vanhentunutta	
<200	<input type="checkbox"/>	täysin vanhentunutta	

 Muuntajassa oli lämpenemisjälkiä X ei kyllä

 Muuntajassa oli oikosulku merkkejä X ei  
 kyllä (käämin ulosotot  
 kiertyneet ja pöytälevyt  
 siirtyneet paikaltaan)

 Aktiiviosien kunto oli x hyvä keskinkertainen  
 huono
Käämit puristuivat 2 mm
 Öljyn läpilyöntilujuus oli 85kV x hyvä huono

2.9.2009

Projektinro.  
451054

Muita havaintoja:

- Muuntajan säiliö ja kansi olivat huoltoon tullessa kohtalaisessa kunnossa. Säiliössä oli hit-saussaumoissa vuotoja. Pinnoissa oli myös ruostevaurioita.
- Paisuntasäiliön ulkopinta oli ruosteinen yläpuolelta.
- Radiaattoreissa ei huomattu vuotoja ja radiaattorien sinkatut pinnat olivat ehjät.
- Muuntajan sydämen lohkojen väliset eristystaso oli kunnossa.
- Käämien ulosotot olivat pysyneet paikoilleen.

### 3. Suoritetut huoltotoimenpiteet:

Muuntajalle suoritettiin seuraavat huoltotoimenpiteet:

Aktiiviosa nostettiin säiliöstä ja sille suoritettiin visuaalinen tarkastus. Sydämen eristykset ja aktiiviosien maadoitukset tutkittiin Eristyspaperista otettiin näyte joka analysoitiin laboratoriossa.

Muuntajan sisäisen johdotuksen puristusliitoksia tarkastettiin poistamalla eristys liitosten päältä.

Aktiiviosa kuivattiin ja pestiin kerosiiniuunissa. Käämit kiristettiin. Käämikytkin irrotettiin, huollettiin ja valitsinosa tarkastettiin. Moottoriohjaimen huollon yhteydessä vaihdelaatikon öljyt/vaseliinit vaihdettiin. Ohjaimen moottori huollettiin.

Muuntajan kannelle- ja paisuntasäiliölle suoritettiin hiekkapuhallus ja maalaus. Säiliölle suoritettiin pesu, pintakorjaus ja maalaus.

Tiivisteet uusittiin.

Radiaattorit ja tuulettimet irrotettiin muuntajasta. Radiaattorit puhdistettiin sekä tarkastettiin sisältä ja ulkoa. Radiaattoreiden propputiivisteet vaihdettiin. Kumikorkkitiivisteet muuntajan ja radiaattoreiden välille vaihdettiin, lisäksi läppäventtiilien toiminta tarkastettiin ja kumiläpät uusittiin. Tuulettimien moottorit tarkastettiin ja huollettiin.

Muuntajaöljy analysoitiin mittaamalla öljyn kaasupitoisuudet, N-luku, inhibiittipitoisuus ja läpilyöntilujuus. Öljy suodatettiin ja kuivattiin ennen muuntajan öljytäyttöä.

Ulkoinen johdotus uusittiin. Ilman-kuivaimen silicageeli uusittiin.

2.9.2009

 Projektinro.  
 451054

Muita havaintoja:

**4. Muuntajan uusitut laitteet**
 Muuntajan öljynkorkeuden osoitin  
 Kääminlämpötilan kuvaaja  
 Öljyn lämpötilankuvaaja

 UDCU 150 A2  
 UCWMB 3 U 4  
 UCWMA 14 U 4
**5. Muuntajaan lisätyt laitteet**

Käämikytkimen tehokytkimelle asennettiin paisuntasäiliö varusteineen.

**6. Muuntajan koestus**

-. Koestustulokset liitteessä 6.

Muuntajahuollon vaikutus paperin vanhenemiseen eri kuormitusasteilla



567 970	€	40 MVA päämuuntajan hankintahinta (EV 2014)
40	vuotta	Päämuuntajan pitoaika EV-laskennassa
4 %		Pääoman tuotto

**ILMAN PERUSHUOLTOA**

<b>Vuosi</b>	<b>Ikä</b>	<b>NKA</b>	<b>Tuotto</b>	<b>TP</b>	<b>Kokonaistuotto</b>
	<b>a</b>	<b>€</b>	<b>€</b>	<b>€</b>	<b>€</b>
1	0,5	560 870	22 435	14 199	36 634
2	1,5	546 671	21 867	14 199	36 066
3	2,5	532 472	21 299	14 199	35 498
4	3,5	518 273	20 731	14 199	34 930
5	4,5	504 073	20 163	14 199	34 362
6	5,5	489 874	19 595	14 199	33 794
7	6,5	475 675	19 027	14 199	33 226
8	7,5	461 476	18 459	14 199	32 658
9	8,5	447 276	17 891	14 199	32 090
10	9,5	433 077	17 323	14 199	31 522
11	10,5	418 878	16 755	14 199	30 954
12	11,5	404 679	16 187	14 199	30 386
13	12,5	390 479	15 619	14 199	29 818
14	13,5	376 280	15 051	14 199	29 250
15	14,5	362 081	14 483	14 199	28 682
16	15,5	347 882	13 915	14 199	28 115
17	16,5	333 682	13 347	14 199	27 547
18	17,5	319 483	12 779	14 199	26 979
19	18,5	305 284	12 211	14 199	26 411
20	19,5	291 085	11 643	14 199	25 843
21	20,5	276 885	11 075	14 199	25 275
22	21,5	262 686	10 507	14 199	24 707
23	22,5	248 487	9 939	14 199	24 139
24	23,5	234 288	9 372	14 199	23 571
25	24,5	220 088	8 804	14 199	23 003
26	25,5	205 889	8 236	14 199	22 435
27	26,5	191 690	7 668	14 199	21 867
28	27,5	177 491	7 100	14 199	21 299
29	28,5	163 291	6 532	14 199	20 731
30	29,5	149 092	5 964	14 199	20 163
31	30,5	134 893	5 396	14 199	19 595
32	31,5	120 694	4 828	14 199	19 027
33	32,5	106 494	4 260	14 199	18 459
34	33,5	92 295	3 692	14 199	17 891

35	34,5	78 096	3 124	14 199	17 323
36	35,5	63 897	2 556	14 199	16 755
37	36,5	49 697	1 988	14 199	16 187
38	37,5	35 498	1 420	14 199	15 619
39	38,5	21 299	852	14 199	15 051
40	39,5	7 100	284	14 199	14 483
41	40,5	0	0	0	0
42	41,5	0	0	0	0
43	42,5	0	0	0	0
44	43,5	0	0	0	0
45	44,5	0	0	0	0
46	45,5	0	0	0	0
47	46,5	0	0	0	0
48	47,5	0	0	0	0
49	48,5	0	0	0	0
50	49,5	0	0	0	0
51	50,5	0	0	0	0
52	51,5	0	0	0	0
53	52,5	0	0	0	0
54	53,5	0	0	0	0
55	54,5	0	0	0	0
56	55,5	0	0	0	0
57	56,5	0	0	0	0
58	57,5	0	0	0	0
59	58,5	0	0	0	0
60	59,5	0	0	0	0
			<b>454 376,00 €</b>	<b>567 970,00 €</b>	<b>1 022 346,00 €</b>

567 970	€	40 MVA päämuuntajan hankintyahinta (EV 2014)
40	vuotta	Päämuuntajan pitoaika EV-laskennassa
4 %		Pääoman tuotto
20	vuonna	Perusteellinen huolto tehdään

**PERUSHUOLLON  
KANSSA**

Vuosi	Ikä	NKA	Tuotto	TP	Kokonaistuotto
	a	€	€	€	€
1	0,5	560 870	22 435	14 199	36 634
2	1,5	546 671	21 867	14 199	36 066
3	2,5	532 472	21 299	14 199	35 498
4	3,5	518 273	20 731	14 199	34 930
5	4,5	504 073	20 163	14 199	34 362
6	5,5	489 874	19 595	14 199	33 794
7	6,5	475 675	19 027	14 199	33 226
8	7,5	461 476	18 459	14 199	32 658
9	8,5	447 276	17 891	14 199	32 090
10	9,5	433 077	17 323	14 199	31 522
11	10,5	418 878	16 755	14 199	30 954
12	11,5	404 679	16 187	14 199	30 386
13	12,5	390 479	15 619	14 199	29 818
14	13,5	376 280	15 051	14 199	29 250
15	14,5	362 081	14 483	14 199	28 682
16	15,5	347 882	13 915	14 199	28 115
17	16,5	333 682	13 347	14 199	27 547
18	17,5	319 483	12 779	14 199	26 979
19	18,5	305 284	12 211	14 199	26 411
20	19,5	291 085	11 643	14 199	25 843
21	0,5	560 870	22 435	14 199	36 634
22	1,5	546 671	21 867	14 199	36 066
23	2,5	532 472	21 299	14 199	35 498
24	3,5	518 273	20 731	14 199	34 930
25	4,5	504 073	20 163	14 199	34 362
26	5,5	489 874	19 595	14 199	33 794
27	6,5	475 675	19 027	14 199	33 226
28	7,5	461 476	18 459	14 199	32 658
29	8,5	447 276	17 891	14 199	32 090
30	9,5	433 077	17 323	14 199	31 522
31	10,5	418 878	16 755	14 199	30 954
32	11,5	404 679	16 187	14 199	30 386
33	12,5	390 479	15 619	14 199	29 818
34	13,5	376 280	15 051	14 199	29 250



35	14,5	362 081	14 483	14 199	28 682
36	15,5	347 882	13 915	14 199	28 115
37	16,5	333 682	13 347	14 199	27 547
38	17,5	319 483	12 779	14 199	26 979
39	18,5	305 284	12 211	14 199	26 411
40	19,5	291 085	11 643	14 199	25 843
41	20,5	276 885	11 075	14 199	25 275
42	21,5	262 686	10 507	14 199	24 707
43	22,5	248 487	9 939	14 199	24 139
44	23,5	234 288	9 372	14 199	23 571
45	24,5	220 088	8 804	14 199	23 003
46	25,5	205 889	8 236	14 199	22 435
47	26,5	191 690	7 668	14 199	21 867
48	27,5	177 491	7 100	14 199	21 299
49	28,5	163 291	6 532	14 199	20 731
50	29,5	149 092	5 964	14 199	20 163
51	30,5	134 893	5 396	14 199	19 595
52	31,5	120 694	4 828	14 199	19 027
53	32,5	106 494	4 260	14 199	18 459
54	33,5	92 295	3 692	14 199	17 891
55	34,5	78 096	3 124	14 199	17 323
56	35,5	63 897	2 556	14 199	16 755
57	36,5	49 697	1 988	14 199	16 187
58	37,5	35 498	1 420	14 199	15 619
59	38,5	21 299	852	14 199	15 051
60	39,5	7 100	284	14 199	14 483
			<b>795 158,00 €</b>	<b>851 955,00 €</b>	<b>1 647 113,00 €</b>

Tiina Pelkonen

18.2.2015

1510005485-033-03

VANTAAN ENERGIA SÄHKÖVERKOT OY  
MIKKO PIIRONEN

Tarkastaja:

PL 95

01301 VANTAA

Puhelin: 050 599 0141

Fax:

Mail: mikko.piironen@vantaanenergia.fi

Valmistusnumero: **5800604**  
 Asema / Laitopaikka: **HAKKILA / PM2**  
 Laitetyyppi: **Tehomuuntaja**  
 Jännitteet (kV): **110,0**  
 Nimellisteho (MVA): **25,0**  
 Näytteenoton syy: **Määräaikainen**  
 Analyysiarvio: **Öljynäytteen kaasuanalyysituloksessa ei todettu vikakaasupitoisuuksien tarkkailuraja-arvoylityksiä.**

Valmistaja: **STRÖMBERG**  
 Lajimerkintä: **KTRT 123 x 25**  
 Valmistusvuosi: **1989**  
 Öljynlaji: **NYNÄS 10X**  
 Öljyn määrä (kg): **10600**

Huomautus:

Öljystä ja/tai paperista määritetyt arvot täyttävät IEC 60422 standardin ja/tai Fortumin suositukset.  
**Öljy 34 C, vesipitoisuus +20 C:ssa 1,9 mg/kg.**

Ehdotettavat toimenpiteet: **Normaali kunnonvalvonta, määräaikainen seurantänäyte 1 v kuluttua**

Kaasupitoisuudet: kaasutilavuus/öljytilavuus													Vika
Työ no	Analyyysi pvm	H <sub>2</sub> Vety µl/l	O <sub>2</sub> Happi ml/l	N <sub>2</sub> Typpi ml/l	CH <sub>4</sub> Metaani µl/l	CO Hiilimon. µl/l	CO <sub>2</sub> Hiilidio. µl/l	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> Etyteeni µl/l	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> Etaani µl/l	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> Asetyteeni µl/l	TCG Palavat k. µl/l	Tyyppi	
22	12.2.2008	38	29	61	5,0	154	990	17	1,6	37	252	12	
69	22.5.2009											0	
80	23.6.2009	0,0	12	30	0,4	15	113	0,3	0,0	0,1	16	0	
16	5.2.2010	1,2	29	60	1,3	141	386	2,0	0,2	0,2	146	0	
19	2.3.2012	1,4	30	64	1,8	180	783	5,4	0,3	0,3	189	0	
6	7.2.2014	1,8	31	64	1,6	157	752	7,3	0,3	0,2	168	0	
4	5.2.2015	< 3	30	71	1,1	125	851	4,8	< 2	< 2	130	0	
Suositus		≤ 150			≤ 130	≤ 600	≤ 14000	≤ 280	≤ 90	≤ 20			

Työ no	Analyyssi pvm	Läpilyönti-jännite kV	Häviö-kerroin ‰	Rajapinta-jännitys mN/m	Inhibiitt. pitoisuus %	Neutr. luku mgKOH/g	Furuaali (2FAL) mg/l	PCB- pitoisuus mg/kg	Öljyn- kosteus mg/kg	Paperin- kosteus %	Paperin DP aste	Vika Tyyppi
22	12.2.2008	76										12
69	22.5.2009										1150	0
80	23.6.2009	74				0,017						0
16	5.2.2010	87										0
19	2.3.2012	62										0
6	7.2.2014	66										0
4	5.2.2015	77							3,3			0
Suositus		> 50	< 100	> 28	0,08=	≤ 0,1	< 1,3	< 50	< 15	< 3	> 250	

\*IEC 60422 (2005) hyväiksi luokitettavat arvot

\*\*IEC 296 (2003) inhiboitu öljy

\*\*\* VNP 711/1998, ongelmajäte &gt; 2 (EKOKEM)

		Kiintoainepitoisuus kpl/ 100 ml, mittaussyksikkö µm								Summat	Vika
Työ no	Analyyssi pvm	2,5...5	5...15	15...25	25...50	50...100	> 100	> 2,5	> 5	> 15	Tyyppi
Suositus								≤ 32000	≤ 4000		

**Vikatyyppit:**

0 ei vikaa, 1 pienitehoisia osittaispurkauksia, 2 suuritehoisia osittaispurkauksia, 3 pienitehoisia purkauksia, 4 suuritehoisia purkauksia,

5 terminen vika &lt; 150 C, 6 terminen vika 150...300 C, 7 terminen vika 300...700 C, 8 terminen vika &gt; 700 C, 9 ei määriteltävissä,

10 öljyn/paperin arvo ei täytä suositusta ks. huom! , 11 terminen vika tai öljyn/paperin vanheneminen, 12 C<sub>2</sub>H<sub>2</sub> todennäköisesti käämikytkinperäistä

Tiina Pelkonen

18.2.2015

1510005485-033-03

VANTAAN ENERGIA SÄHKÖVERKOT OY  
MIKKO PIIRONEN

Tarkastaja:

PL 95  
01301 VANTAA

Puhelin: 050 599 0141

Fax:

Mail: mikko.piironen@vantaanenergia.fi

Valmistusnumero: **549832**  
 Asema / Laitapaikka: **ILOLA / PM2**  
 Laitetyyppi: **Tehomuuntaja**  
 Jännitteet (kV): **110,0**  
 Nimellisteho (MVA): **25,0**  
 Näytteenoton syy: **Määräaikainen**  
 Analyysiarvio: **Öljynäytteen kaasuanalyysituloksessa ei todettu vikakaasupitoisuuksien tarkkailuraja-arvoilyksisiä.**

Valmistaja: **STRÖMBERG**  
 Lajimerkintä: **KTRT 123 x A25**  
 Valmistusvuosi: **1979**  
 Öljynlaji: **NT 20X GULF**  
 Öljyn määrä (kg): **16900**

Huomautus:

**Öljy 30 C, vesipitoisuus +20 C:ssa 4,0 mg/kg.**Ehdotettavat toimenpiteet: **Normaali kunnonvalvonta, määräaikainen seurantanäyte 1 v kuluttua**

		Kaasupitoisuudet: kaasutilavuus/öljytilavuus										Vika
Työ no	Analyysi pvm	H <sub>2</sub> Vety µl/l	O <sub>2</sub> Happi ml/l	N <sub>2</sub> Typpi ml/l	CH <sub>4</sub> Metaani µl/l	CO Hiilimon. µl/l	CO <sub>2</sub> Hiilidio. µl/l	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> Etyteeni µl/l	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> Etaani µl/l	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> Asetyleeni µl/l	TCG Palavat k. µl/l	Tyyppi
22	13.2.2008	3,6	31	65	1,3	59	826	0,0	0,0	0,0	64	0
16	5.2.2010	2,2	33	68	1,4	54	764	1,2	0,2	0,0	59	0
19	2.3.2012	1,8	31	63	1,4	56	801	2,1	0,3	0,0	61	0
4	23.1.2013	2,3	30	62	1,4	48	755	2,3	0,3	0,2	55	10
42	29.4.2013											0
6	7.2.2014	1,8	31	63	1,6	52	785	3,1	0,4	0,0	59	0
4	30.1.2015	< 3	34	76	1,6	37	923	3,3	< 2	< 2	42	0
Suositus		< 150			< 130	< 600	< 14000	< 280	< 90	< 20		

Työ no	Analyysi pvm	Läpilyönti- jännite kV	Häviö- kerroin ‰	Rajapinta- jännitys mN/m	Inhibiitt. pitoisuus %	Neutr. luku mgKOH/g	Furfuaali (2FAL) mg/l	PCB- pitoisuus mg/kg	Öljyn- kosteus mg/kg	Paperin- kosteus %	Paperin DP aste	Vika Tyyppi
22	13.2.2008	78										0
16	5.2.2010	86	5	32,9	0,30	0,012	<0.03					0
19	2.3.2012	88										0
4	23.1.2013	38										10
42	29.4.2013	71										0
6	7.2.2014	75										0
4	30.1.2015	78							6,0			0
Suositus		> 50	<100	> 28	0.08- 40	≤ 0.1	< 1.8	< 50	< 15	< 3	> 250	

\*IEC 60422 (2005) hyviksi luokitettut arvot

\*\*IEC 296 (2003) inhiboitu öljy

\*\*\* VNP 711/1998, ongelmajäte &gt; 2 (EKOKEM)

		Kiintoainepitoisuus kpl/ 100 ml, mittausyksikkö µm							Summat			Vika
Työ no	Analyysi pvm	2,5...5	5...15	15...25	25...50	50...100	> 100	> 2,5	> 5	> 15	Tyyppi	
16	5.2.2010	1493	828	115	28	7	2	2473	980	152	0	
Suositus									<32000	<4000		

Vikatyyppit:

0 ei vikaa, 1 pienitehoisia osittaispurkauksia, 2 suuritehoisia osittaispurkauksia, 3 pienitehoisia purkauksia, 4 suuritehoisia purkauksia,

5 terminen vika &lt; 150 C, 6 terminen vika 150...300 C, 7 terminen vika 300...700 C, 8 terminen vika &gt; 700 C, 9 ei määriteltävissä,

10 öljyn/paperin arvo ei täytä suositusta ks. huom!, 11 terminen vika tai öljyn/paperin vanheneminen, 12 C2H2 todennäköisesti käämikytkinperäistä

Tiina Pelkonen

18.2.2015

1510005485-033-03

VANTAAN ENERGIA SÄHKÖVERKOT OY  
MIKKO PIIRONEN

Tarkastaja:

PL 95  
01301 VANTAA

Puhelin: 050 599 0141

Fax:

Mail: mikko.piironen@vantaanenergia.fi

Valmistusnumero: **CT1583-462004**  
 Asema / Laitapaikka: **KEIMOLA / PM1**  
 Laitetyyppi: **Tehomuuntaja**  
 Jännitteet (kV): 110,0  
 Nimellisteho (MVA): 40,0  
 Näytteenoton syy: **Määräaikainen**  
 Analyysiarvio: Öljynäytteen kaasuanalyysituloksessa ei todettu vikakaasupitoisuuksien tarkkailuraja-arvoilytyksiä.

Valmistaja: KONCAR D&ST  
 Lajimerkintä: TRP 40000-123/BE  
 Valmistusvuosi: 2007  
 Öljynlaji: ?  
 Öljyn määrä (kg): 14500

Öljystä ja/tai paperista määritetyt arvot täyttävät IEC 60422 standardin ja/tai Fortumin suositukset.  
**Öljy 30C, vesipitoisuus +20 C:ssa 1,5 mg/kg.**

Ehdotettavat toimenpiteet: **Normaali kunnonvalvonta, määräaikainen seurantanäyte 1 v kuluttua**

Kaasupitoisuudet: kaasutilavuus/öljytilavuus													Vika
Työ no	Analyysi pvm	H <sub>2</sub> Vety µl/l	O <sub>2</sub> Happi ml/l	N <sub>2</sub> Typpi ml/l	CH <sub>4</sub> Metaani µl/l	CO Hiilimon. µl/l	CO <sub>2</sub> Hiilidio. µl/l	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> Etyleeni µl/l	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> Etaani µl/l	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> Asetyleeni µl/l	TCG Palavat k. µl/l	Tyyppi	
139	17.8.2007	4,7	20	52	1,1	132	185	0,0	0,0	0,0	138	0	
100	17.7.2008	3,9	28	62	2,1	197	429	0,0	0,2	0,0	203	0	
121	5.10.2009	3,5	30	67	2,3	199	773	0,4	0,4	0,0	206	0	
15	8.2.2011	1,9	33	72	2,2	139	959	0,6	0,5	0,0	144	0	
4	23.1.2013	1,7	29	61	1,9	110	1256	0,8	0,6	0,0	115	0	
4	30.1.2015	< 3	32	72	1,8	84	2012	1,3	< 2	< 2	87	0	
Suositus		≤ 150			≤ 130	≤ 600	≤ 14000	≤ 280	≤ 90	≤ 20			

Työ no	Analyysi pvm	Läpilyönti-jännite kV	Häviö-kerroin ‰	Rajapinta-jännitys mN/m	Inhibiitt.pitoisuus ‰	Neutr. luku mgKOH/g	Furfuraali (2FAL) mg/l	PCB-pitoisuus mg/kg	Öljyn-kosteus mg/kg	Paperin-kosteus ‰	Paperin DP aste	Vika Tyyppi
139	17.8.2007	86										0
100	17.7.2008	76										0
121	5.10.2009	75										0
15	8.2.2011	62										0
4	23.1.2013	64										0
4	30.1.2015	70							2,2			0
Suositus		> 50	< 100	> 28	0,08	≤ 0,1	< 0,4	< 50	< 15	< 3	> 250	

\*IEC 60422 (2005) hyväiksi luokitetut arvot

\*\*IEC 296 (2003) inhiboitu öljy

\*\*\* VNP 711/1998, ongelmajäte &gt; 2 (EKOKEM)

		Kiintoainepitoisuus kpl/ 100 ml, mittausyksikkö µm						Summat			Vika
Työ no	Analyysi pvm	2,5...5	5...15	15...25	25...50	50...100	> 100	> 2,5	> 5	> 15	Tyyppi
Suositus								<32000	<4000		

**Vikatyyppit:**

0 ei vikaa, 1 pienitehoisia osittaispurkauksia, 2 suuritehoisia osittaispurkauksia, 3 pienitehoisia purkauksia, 4 suuritehoisia purkauksia,

5 terminen vika &lt; 150 C, 6 terminen vika 150...300 C, 7 terminen vika 300...700 C, 8 terminen vika &gt; 700 C, 9 ei määriteltävissä,

10 öljyn/paperin arvo ei täytä suositusta ks. huom!, 11 terminen vika tai öljyn/paperin vanheneminen, 12 C2H2 todennäköisesti käämikytkinperäistä

Tiina Pelkonen

18.2.2015

1510005485-033-03

VANTAAN ENERGIA SÄHKÖVERKOT OY  
MIKKO PIIRONEN

Tarkastaja:

PL 95  
01301 VANTAA

Puhelin: 050 599 0141

Fax:

Mail: mikko.piironen@vantaanenergia.fi

Valmistusnumero: **549304**  
 Asema / Laitepaikka: **MARTINLAAKSO / PM1**  
 Laitetyyppi: **Tehomuuntaja**  
 Jännitteet (kV): **110,0**  
 Nimellisteho (MVA): **40,0**  
 Näytteenoton syy: **Määräaikainen**  
 Analyysiarvio: **Öljynäytteen kaasuanalyysituloksessa ei todettu vikakaasupitoisuuksien tarkkailuraja-arvoylityksiä.**

Valmistaja: **STRÖMBERG**  
 Lajimerkintä: **KTRT 123 x 40**  
 Valmistusvuosi: **1974**  
 Öljynlaji: **?**  
 Öljyn määrä (kg): **17900**

Huomautus:

**Öljy 32C, vesipitoisuus +20 C:ssa 1,0 mg/kg.**  
 Öljystä ja/tai paperista määritetyt arvot täyttävät IEC 60422 standardin ja/tai Fortumin suositukset.

Ehdotettavat toimenpiteet: **Normaali kunnonvalvonta, määräaikainen seurantanäyte 1 v kuluttua**

Kaasupitoisuudet: kaasutilavuus/öljytilavuus													Vika
Työ no	Analyysi pvm	H <sub>2</sub> Vety µl/l	O <sub>2</sub> Happi ml/l	N <sub>2</sub> Typpi ml/l	CH <sub>4</sub> Metaani µl/l	CO Hiilimon. µl/l	CO <sub>2</sub> Hiilidio. µl/l	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> Etyleeni µl/l	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> Etaani µl/l	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> Asetyleeni µl/l	TCG Palavat k. µl/l	Tyyppi	
15	17.2.2006	5,0	30	66	1,7	176	1065	34	0,0	0,0	217	0	
22	12.2.2008	4,6	30	65	1,6	189	1057	38	0,0	0,0	234	0	
16	3.2.2010	2,8	29	65	1,9	244	1115	43	0,3	0,0	292	0	
19	5.3.2012	2,8	29	63	1,7	209	1021	39	0,2	0,0	252	0	
4	25.1.2013	4,3	28	62	1,8	217	1031	38	0,2	0,0	261	0	
6	7.2.2014	5,1	30	67	1,8	239	1139	39	0,3	0,0	286	0	
4	30.1.2015	< 3	30	74	2,2	226	1557	39	< 2	< 2	270	0	
Suositus		≤ 150			≤ 130	≤ 600	≤ 14000	≤ 280	≤ 90	≤ 20			

Työ no	Analyysi pvm	Läpilyönti- jännite kV	Häviö- kerroin ‰	Rajapinta- jännitys mN/m	Inhibiitt. pitoisuus %	Neutr. luku mgKOH/g	Furfuaali (2FAL) mg/l	PCB- pitoisuus mg/kg	Öljyn- kosteus mg/kg	Paperin- kosteus %	Paperin DP aste	Vika Tyyppi
15	17.2.2006	88										0
22	12.2.2008	75										0
16	3.2.2010	86	9	29,2	0,24	0,036	<0.03					0
19	5.3.2012	77										0
4	25.1.2013	65										0
6	7.2.2014	78										0
4	30.1.2015	73							1,6			0
Suositus		> 50	<100	> 28	0.08... 40	≤ 0.1	< 2	< 50	< 15	< 3	> 250	

\*IEC 60422 (2005) hyväiksi luokitellut arvot

\*\*IEC 296 (2003) inhiboitu öljy

\*\*\* VNP 711/1998, ongelmajäte &gt; 2 (EKOKEM)

		Kiintoainepitoisuus kpl/ 100 ml, mittausyksikkö µm							Summat			Vika
Työ no	Analyysi pvm	2,5...5	5...15	15...25	25...50	50...100	> 100	> 2,5	> 5	> 15	Tyyppi	
16	3.2.2010	4918	3143	423	108	32	10	8634	3716	573	0	
Suositus									<32000	<4000		

Vikatyyppit:

0 ei vikaa, 1 pienitehoisia osittaispurkauksia, 2 suuritehoisia osittaispurkauksia, 3 pienitehoisia purkauksia, 4 suuritehoisia purkauksia,

5 termien vika &lt; 150 C, 6 termien vika 150...300 C, 7 termien vika 300...700 C, 8 termien vika &gt; 700 C, 9 ei määriteltävissä,

10 öljyn/paperin arvo ei täytä suositusta ks. huom!, 11 termien vika tai öljyn/paperin vanheneminen, 12 C2H2 todennäköisesti käämikytkinperäistä

Tiina Pelkonen

18.2.2015

1510005485-033-03

VANTAAN ENERGIA SÄHKÖVERKOT OY  
MIKKO PIIRONEN

Tarkastaja:

PL 95  
01301 VANTAA

Puhelin: 050 599 0141

Fax:

Mail: mikko.piironen@vantaanenergia.fi

Valmistusnumero: **5800154**  
 Asema / Laitapaikka: **MARTINLAAKSO / PM2**  
 Laitetyyppi: **Tehomuuntaja**  
 Jännitteet (kV): 110,0  
 Nimellisteho (MVA): 40,0  
 Näytteenoton syy: **Määräaikainen**  
 Analyysiarvio: Öljynäytteen kaasuanalyysituloksessa ei todettu vikakaasupitoisuuksien tarkkailuraja-arvoylityksiä.

Valmistaja: **STRÖMBERG**  
 Lajimerkintä: **KTRT 123 x 40**  
 Valmistusvuosi: 1984  
 Öljynlaji: ?  
 Öljyn määrä (kg): 18100

Huomautus: **Öljy 38C, vesipitoisuus +20 C:ssa 1,1 mg/kg. Seurantasuositus etyleenipitoisuuden tarkkailemiseksi.**

Ehdotettavat toimenpiteet: **Seurantanäyte 6-12 kk kuluttua**

Kaasupitoisuudet: kaasutilavuus/öljytilavuus													Vika
Työ no	Analyysi pvm	H <sub>2</sub> Vety µl/l	O <sub>2</sub> Happi ml/l	N <sub>2</sub> Typpi ml/l	CH <sub>4</sub> Metaani µl/l	CO Hiilimon. µl/l	CO <sub>2</sub> Hiilidio. µl/l	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> Etyleeni µl/l	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> Etaani µl/l	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> Asetyfeeni µl/l	TCG Palavat k. µl/l	Tyyppi	
16	3.2.2010	2,7	29	65	2,1	312	934	10	0,2	0,0	328	0	
19	5.3.2012	4,1	27	63	2,3	427	1537	66	0,4	0,0	500	0	
83	12.7.2012	6,4	28	70	2,4	530	1804	77	0,4	0,3	616	0	
1	3.1.2013	5,5	27	64	2,7	538	1735	103	0,5	0,0	650	9	
42	29.4.2013	5,3	28	67	2,5	475	1906	113	0,4	0,0	596	0	
6	6.2.2014	5,6	26	66	3,1	566	1824	157	0,5	0,2	733	9	
4	30.1.2015	< 3	30	78	2,5	341	1932	137	< 2	< 2	480	0	
Suositus		≤ 150			≤ 130	≤ 600	≤ 14000	≤ 280	< 90	< 20			

Työ no	Analyysi pvm	Läpilyönti-jännite kV	Häviö-kerroin ‰	Rajapinta-jännitys mN/m	Inhibiitt. pitoisuus ‰	Neutr. luku mgKOH/g	Furfuaali (2FAL) mg/l	PCB-pitoisuus mg/kg	Öljyn-kosteus mg/kg	Paperin-kosteus ‰	Paperin DP aste	Vika Tyyppe
16	3.2.2010	90										0
19	5.3.2012	77										0
83	12.7.2012											0
1	3.1.2013	75										9
42	29.4.2013											0
6	6.2.2014	79										9
4	30.1.2015	88							2,2			0
Suositus		> 50	< 100	> 28	0 08- 40	≤ 0 1	< 1 55	< 50	< 15	< 3	> 250	

\*IEC 60422 (2005) hyväksi luokitettut arvot \*\*IEC 296 (2003) inhiboitu öljy \*\*\* VNP 711/1998, ongelmajäte &gt; 2 (EKOKEM)

		Kiintoainepitoisuus kpl/ 100 ml, mittaussyksikkö µm								Summat	Vika
Työ no	Analyysi pvm	2,5...5	5...15	15...25	25...50	50...100	> 100	> 2,5	> 5	> 15	Tyyppe
Suositus											
Suositus								≤ 32000	≤ 4000		

## Vikatyyppit:

0 ei vikaa, 1 pienitehoisia osittaispurkauksia, 2 suuritehoisia osittaispurkauksia, 3 pienitehoisia purkauksia, 4 suuritehoisia purkauksia,

5 terminen vika &lt; 150 C, 6 terminen vika 150...300 C, 7 terminen vika 300...700 C, 8 terminen vika &gt; 700 C, 9 ei määriteltävissä,

10 öljyn/paperin arvo ei täytä suositusta ks. huom!, 11 terminen vika tai öljyn/paperin vanheneminen, 12 C<sub>2</sub>H<sub>2</sub> todennäköisesti käämikytkinperäistä